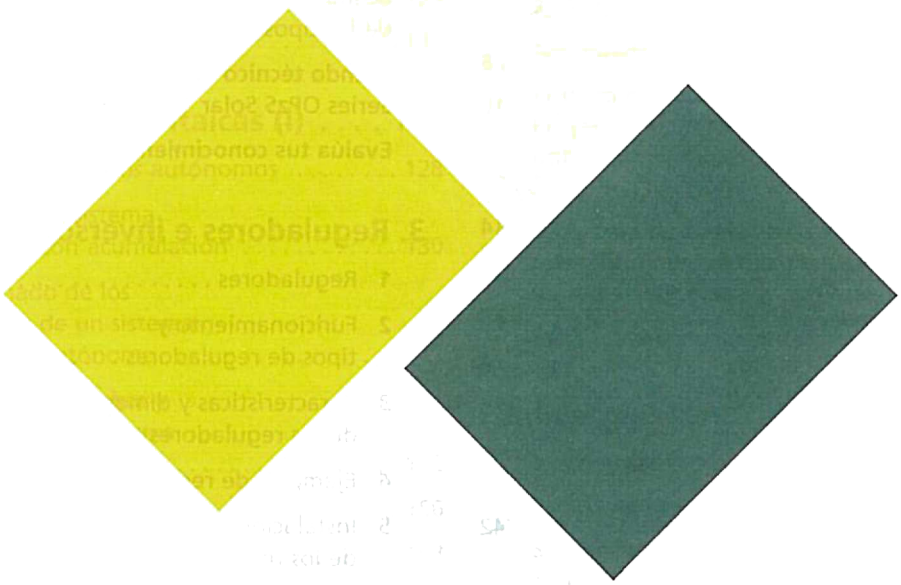
Instalaciones solares fotovoltaicas

Agustín Castejón Oliva - Germán Santamaría Herranz



EDITEX

ÍNDICE

1. Módulos fotovoltaicos 6

1 Energía solar fotovoltaica 8
2 Coordenadas y movimientos de la Tierra 8
3 Coordenadas solares 10
4 Orientación del generador fotovoltaico 12
5 Radiación solar 14
6 Efecto fotovoltaico 22
7 Semiconductores P y N 23
8 Célula solar 24
9 Módulos fotovoltaicos 28

Actividades finales 40

Práctica profesional
Medición de parámetros de un módulo 42

Mundo técnico
Datos técnicos de módulos fotovoltaicos 44

Evalúa tus conocimientos 45

2. Baterías y acumuladores 46

1 Electroquímica 48
2 Electrólisis 52
3 Reacción de oxidación-reducción 59
4 Potencial de electrodo en la pila Daniell 62
5 Reversibilidad electroquímica 64
6 Acumulador o batería recargable 66
7 Parámetros de un acumulador 73
8 Vida y ciclaje del acumulador 79
9 Mantenimiento y PRL 82

Actividades finales 86

Práctica profesional
Cuadro resumen de las reacciones en el acumulador Pb-ácido y características de los tipos de Ni-Cd 88

Mundo técnico
Series OPzS Solar 90

Evalúa tus conocimientos 91

3. Reguladores e inversores 92

1 Reguladores 94
2 Funcionamiento y tipos de reguladores 98
3 Características y dimensionado de los reguladores 100
4 Ejemplos de reguladores 102
5 Instalación y mantenimiento de los reguladores 104
6 Seguidor del punto de máxima potencia 105
7 Inversores fotovoltaicos 107
8 Funciones y características de los inversores 108
9 Tipos de inversores para conexión a la red 111
10 Funcionamiento y configuraciones de un inversor 113
11 Dimensionado del inversor 115
12 Instalación y mantenimiento de los inversores 118

Actividades finales 120

Práctica profesional
Puesta en marcha de un inversor 122

Mundo técnico
Datos técnicos de inversores para sistemas fotovoltaicos 124

Evalúa tus conocimientos 125

4. Instalaciones fotovoltaicas (I) 126

1 Sistemas fotovoltaicos autónomos 128

2 Proyecto de un sistema fotovoltaico con acumulación 130

3 Dimensionado de los conductores de un sistema fotovoltaico autónomo 143

4 Aparatos de maniobra y protección en un sistema fotovoltaico autónomo 152

5 Estructuras soporte 156

Actividades finales 158

Práctica profesional
Proyecto de un sistema fotovoltaico para alimentar un repetidor de TV 160

Mundo técnico
Esquema de un sistema fotovoltaico autónomo 162

Evalúa tus conocimientos 163

5. Instalaciones fotovoltaicas (II) ... 164

1 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red 166

2 Proyecto de un sistema fotovoltaico conectado a la red 168

3 Dimensionado de los conductores en un sistema fotovoltaico conectado a la red 188

4 Aparatos de maniobra y protección en un sistema fotovoltaico conectado a la red 192

5 Sistemas de seguimiento solar 192

Actividades finales 194

Práctica profesional
Proyecto de un sistema fotovoltaico utilizando un programa informático 196

Mundo técnico
Diagrama de trayectorias y tablas de referencia para el cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras 198

Evalúa tus conocimientos 199

6. Energías renovables 200

1 Energías renovables 202

2 La energía eólica 204

3 Aerogeneradores. Elementos constitutivos 209

4 Ejemplos de instalaciones eólicas 210

5 La energía solar térmica 212

6 Captadores solares 213

7 Acumuladores de calor 214

8 Aplicaciones de la energía solar térmica 220

Actividades finales 222

Práctica profesional
Conexionado del sistema de control de una instalación de energía solar térmica 224

Mundo técnico
Consumo de energía primaria en España en el año 2009 en función de las fuentes de energía utilizadas 226

Evalúa tus conocimientos 227

CÓMO SE USA ESTE LIBRO

Cada unidad de este libro comienza con un **caso práctico inicial**, que plantea una situación relacionada con el ejercicio profesional y vinculado con el contenido de la unidad de trabajo. Consta de una situación de partida y de un **estudio del caso**, que o bien lo resuelve o da pistas para su análisis a lo largo de la unidad. El caso práctico inicial se convierte en **eje vertebrador de la unidad** ya que se incluirán llamadas que hagan referencia a ese caso concreto, a lo largo del desarrollo de los contenidos.

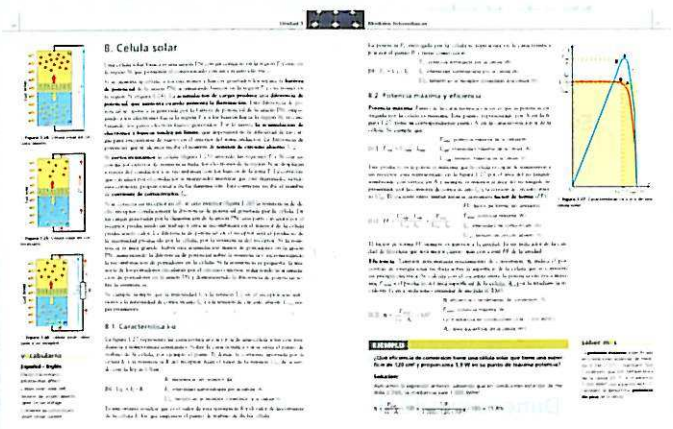
Bajo estos apartados, puedes leer un interesante texto sobre acontecimientos acaecidos y relacionados con esta disciplina.

El desarrollo de los contenidos aparece acompañado de numerosas ilustraciones que sirven de apoyo a los conceptos tratados.

A lo largo de todo el texto, en los ladillos **saber más**, se invita a ampliar información mediante la consulta de Documentos, Catálogos, Normas, Reglamentos, Legislación, Organismos, Instituciones, etc. De esta forma se refuerza el carácter propio del electrotécnico de mantenerse en constante situación de aprendizaje. Ello te obliga a consultar siempre la fuente primaria actualizada y vigente, y además, a utilizar las nuevas tecnologías de comunicación e información.

En los ladillos, el apartado **vocabulario** muestra la terminología específica fundamental para el perfil profesional. Satisfacer la necesidad de comunicación en inglés, en el entorno laboral donde ejercerás tu actividad, adquiere cada día más importancia, por ello, además, se ha añadido dentro de este apartado, la traducción español-ingles de los términos referidos a: magnitudes, unidades, leyes, principios, coeficientes, aparatos, elementos de circuitos, máquinas y aparatos eléctricos.

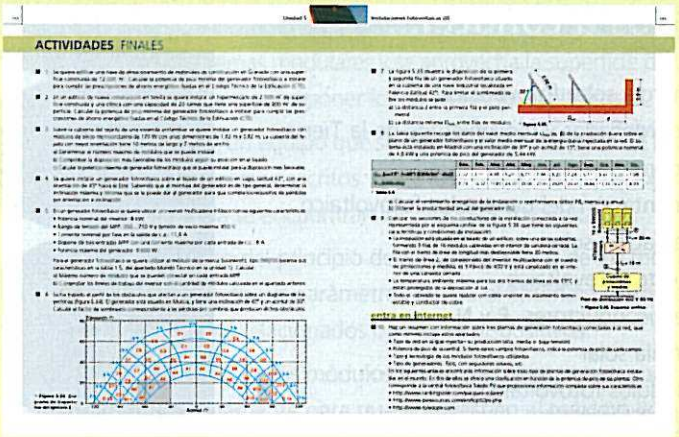
Para aclarar conceptos, a lo largo del texto, se incorporan numerosas **actividades** propuestas y **ejemplos** de carácter práctico.



instalaciones solares fotovoltaicas

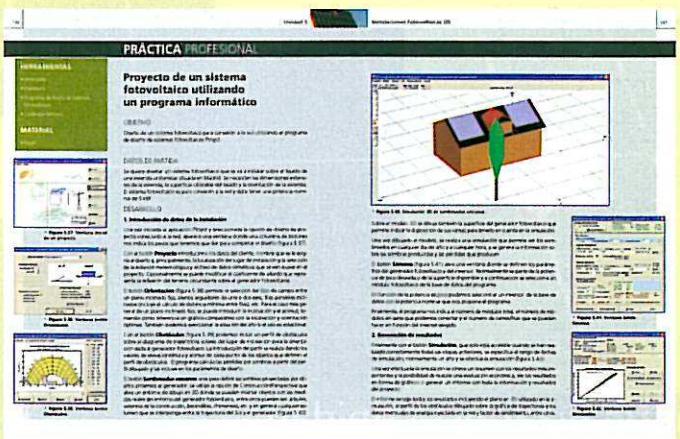
A continuación, te proponemos una serie de **actividades finales** para que apliques los conocimientos adquiridos y, a su vez, te sirvan como repaso.

Además, en esta sección, se incluyen en el apartado **entra en Internet** una serie de actividades para cuya resolución es necesario consultar diversas páginas web sobre componentes y equipos.



En la sección **práctica profesional** se plantea el desarrollo de un caso práctico, en el que se describen las operaciones que se realizan, se detallan las herramientas y el material necesario, y se incluyen fotografías que ilustran los pasos a seguir.

Estas prácticas profesionales representan los resultados de aprendizaje que debes alcanzar al terminar tu módulo formativo.



La sección **mundo técnico** versa sobre información técnica de este sector y vinculada a la unidad. Es importante conocer las últimas innovaciones existentes en el mercado y disponer de ejemplos en la vida real de las aplicaciones de los contenidos tratados en la unidad.

La unidad finaliza con el apartado **en resumen**, mapa conceptual con los conceptos esenciales de la unidad y el apartado **evalúa tus conocimientos:** batería de preguntas que te permitirán comprobar el nivel de conocimientos adquiridos tras el estudio de la unidad.

1 Módulos fotovoltaicos

vamos a conocer...

1. Energía solar fotovoltaica
2. Coordenadas y movimientos de la Tierra
3. Coordenadas solares
4. Orientación del generador fotovoltaico
5. Radiación solar
6. Efecto fotovoltaico
7. Semiconductores P y N
8. Célula solar
9. Módulos fotovoltaicos

PRÁCTICA PROFESIONAL
Medición de parámetros de un módulo

MUNDO TÉCNICO
Datos técnicos de módulos fotovoltaicos

y al finalizar esta unidad...

- Definirás las magnitudes y unidades características de la radiación solar.
- Identificarás los diferentes tipos de células y módulos fotovoltaicos.
- Calcularás la energía solar que llega a la superficie de un generador fotovoltaico.
- Describirás el principio de funcionamiento de las células solares.
- Identificarás y reconocerás los parámetros característicos de un módulo fotovoltaico.
- Consultarás e interpretarás información técnica sobre módulos fotovoltaicos.
- Identificarás los aparatos de medida de la radiación solar.
- Calcularás los parámetros de los agrupamientos de paneles fotovoltaicos.

CASO **PRÁCTICO** INICIAL

situación de partida

José trabaja como Montador de instalaciones de energía solar fotovoltaica en la empresa SolElectric, S.A. dedicada a la instalación de generadores fotovoltaicos.

Esta empresa, radicada en Badajoz, proyecta e instala sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica que se utilizan en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a dicha red y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo.

Entre los tipos de sistemas aislados más frecuentes en la región están los sistemas de bombeo de agua (donde la lejanía de los pozos de la red eléctrica hacen del bombeo con energía fotovoltaica una solución muy adecuada), el suministro de electricidad a zonas protegidas de parajes naturales (donde por motivos de protección ambiental no se recomienda instalar tendidos aéreos), y la electrificación de viviendas aisladas (donde la distancia del punto de consumo a la red eléctrica aconseja el uso de energía fotovoltaica).

También se dedica a los sistemas conectados a la red eléctrica, sobre todo en tejados de viviendas, donde es muy sencilla la instalación de sistemas modulares y se aprovecha la superficie de tejado existente para sobreponer los módulos fotovoltaicos.

José trabaja en un equipo que se dedica a la instalación de los sistemas fotovoltaicos descritos. Entre los componentes de los sistemas que instala se encuentran los módulos fotovoltaicos.

El conocimiento del principio de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos y de sus parámetros facilita el entendimiento de las tareas y trabajos relacionados con estos dispositivos.

En la instalación de los módulos fotovoltaicos es necesario orientarlos adecuadamente para que aprovechen al máximo la radiación solar que reciben.

También es necesario conectarlos entre sí, de diferentes modos: serie, paralelo o serie-paralelo, para adecuar las características de la corriente continua que suministran a las necesidades de la aplicación.

estudio del caso

Antes de empezar a leer esta unidad de trabajo, puedes contestar las dos primeras preguntas. Después analiza cada punto del tema, con el objetivo de contestar al resto de las preguntas de este caso práctico.

1. ¿Cuáles son los movimientos de la Tierra?
2. ¿Cómo se localiza el Sur geográfico?
3. ¿Cuál es el principio de funcionamiento de un módulo fotovoltaico?
4. ¿Qué es la radiación solar?
5. ¿Cuánta radiación solar se recibe en un lugar?
6. ¿Se puede medir la radiación solar?
7. ¿Cómo se orienta un módulo fotovoltaico?
8. ¿Cómo se conectan varios módulos fotovoltaicos?
9. ¿Cuáles son los parámetros de un módulo fotovoltaico?
10. ¿Qué valores de tensión y corriente proporciona un módulo fotovoltaico?

El profesor W. Grylls Adams y un estudiante suyo, R. Evans Day, hacia el año1870, realizaron experimentos sobre el efecto de la luz en el selenio, comprobando que se creaba un flujo de electricidad, que denominaron «fotoeléctrica». Fue en el año 1885 cuando Charles Fritts construyó el primer módulo fotoeléctrico, extendiendo una capa de selenio sobre un soporte metálico y depositando encima una fina película transparente de oro. Fritts envió sus módulos solares a Werner von Siemens, que ante la Real Academia de Prusia, presentó los módulos declarando «**por primera vez tenemos la evidencia de la conversión directa de la energía de la luz en energía eléctrica**».

1. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es la energía procedente del Sol que se convierte en energía eléctrica de forma directa, sin ninguna conversión intermedia. Se produce mediante **generadores fotovoltaicos** compuestos por módulos fotovoltaicos conectados entre sí que su vez están compuestos por unidades básicas denominadas células solares o fotovoltaicas.

El conjunto de módulos fotovoltaicos que componen un generador forma una superficie plana que tiene que ser expuesta a la luz del Sol para producir energía eléctrica. La inclinación y la orientación adecuadas de dicha superficie son fundamentales para conseguir una conversión eficiente de energía solar en energía eléctrica.

Para conseguir este objetivo es necesario conocer un conjunto de conceptos básicos y la terminología utilizada para describir el movimiento de la Tierra alrededor del Sol, definir una posición sobre la superficie de la Tierra y cuantificar la cantidad de energía solar recibida en una superficie situada en un lugar determinado.

saber más

Los **grados sexagesimales** se pueden expresar en notación sexagesimal (23° 18′ 36″) o decimal (23,31°).

Para pasar de notación sexagesimal a decimal se suman los grados a los minutos divididos por 60 y a los segundos divididos por 3.600.

23° 18′ 36″ =
23 + 18/60 + 36/3.600 =
23,31°

Para pasar de **notación decimal** a sexagesimal se multiplica la parte fraccionaria de los grados por 60, la parte entera resultante son los minutos. Se multiplica la parte fraccionaria de los minutos por 60, la parte resultante son los segundos.

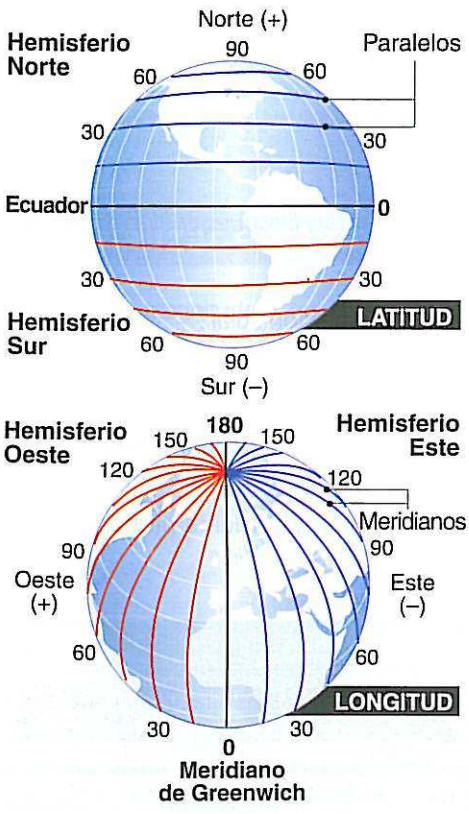
23,31° → 0,31 · 60 = 18,60 → 18′

0,60 · 60 = 36,0 → 36″

23,31° = 23° 18′ 36″

2. Coordenadas y movimientos de la Tierra

Mediante las coordenadas geográficas, **latitud** y **longitud** (figura 1.1) podemos definir con precisión una posición cualquiera de la superficie terrestre. Se expresan en **grados sexagesimales** y se dan con referencia al ecuador y al meridiano de Greenwich.



↑ **Figura 1.1.** a) Latitud y b) Longitud.

El **ecuador** es la circunferencia definida sobre la superficie terrestre por un plano perpendicular al eje de rotación de la Tierra que la divide en dos partes, el hemisferio norte y el hemisferio sur.

El **meridiano de Greenwich** es la semicircunferencia imaginaria que une los polos y pasa por Greenwich (distrito de Londres donde estaba el Greenwich Royal Observatory).

Las circunferencias definidas sobre la superficie terrestre por planos perpendiculares al eje de rotación de la Tierra y por tanto paralelas al ecuador se denominan **paralelos**. Las semicircunferencias definidas por los círculos máximos de la esfera terrestre que pasan por los polos se denominan **meridianos**.

2.1. Latitud (ϕ)

La **latitud** (ϕ) es la **distancia angular** que existe entre un punto cualquiera de la superficie terrestre y el **ecuador**, medida sobre el meridiano que pasa por dicho punto (figura 1.1.a).

La latitud del ecuador es, por definición, de 0°. **Todos los puntos ubicados sobre el mismo paralelo tienen la misma latitud.** Los puntos que se encuentran al norte del ecuador reciben la denominación Norte (N) y los que se encuentran al sur del ecuador reciben la denominación Sur (S). Se mide de 0° a 90° y se define como positiva en el hemisferio norte y negativa en el hemisferio sur. Los Polos Norte y Sur tienen latitud 90° N (+90°) y 90° S (–90°) respectivamente.

2.2. Longitud

La **longitud** (figura 1.1.b) **es la distancia angular** que existe entre un punto cualquiera de la superficie terrestre y el **meridiano de Greenwich**, medida sobre el paralelo que pasa por dicho punto. El meridiano de Greenwich divide a la Tierra en dos hemisferios llamados Este (oriental) y Oeste (occidental). Al meridiano de Greenwich, por el ser el meridiano de referencia, le corresponde la longitud cero. También se denomina meridiano cero o meridiano base.

La longitud se mide de 0º a 180º y se define como **positiva hacia el Oeste** (hemisferio occidental) y **negativa hacia el Este** (hemisferio oriental).

saber más

Los valores de la latitud y longitud de un lugar se encuentran en mapas, atlas, páginas web de información geográfica, etc.

Los dispositivos GPS también proporcionan esta información.

2.3. Movimientos de la Tierra

La Tierra tiene un movimiento de traslación alrededor del Sol, **en sentido contrario a las agujas del reloj si se observa desde el hemisferio norte**, describiendo una órbita ligeramente **elíptica** con el Sol situado en uno de los focos de la elipse y no en el centro de la misma. Esto provoca que la distancia del Sol a la Tierra no sea constante (figura 1.2).

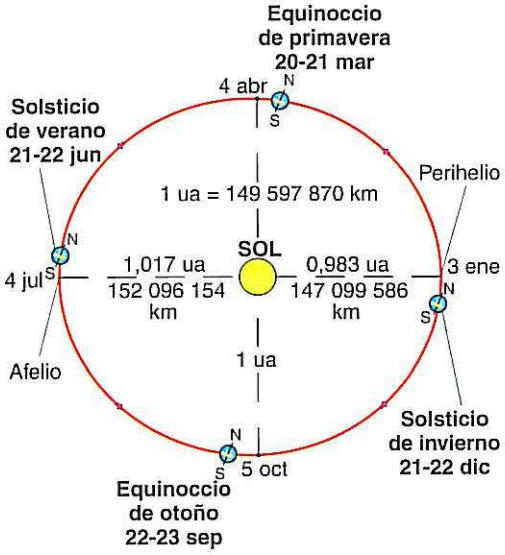
La distancia media entre la Tierra y el Sol es de aproximadamente 149 597 870 km y se utiliza para definir la unidad de distancia denominada **unidad astronómica** (ua). El punto más alejado de la órbita de la Tierra alrededor del Sol (1,017 ua) se llama **afelio**, se produce en torno al 4 de julio. El punto más cercano de la órbita (0,983 ua) se llama **perihelio**, se produce en torno al 3 de enero. Se puede ver que la excentricidad de la elipse es tan pequeña que prácticamente parece una circunferencia.

Llamamos **año** al tiempo que tarda la Tierra en recorrer la órbita descrita, invirtiendo en cada ciclo de traslación 365 días, 5 horas, 48 minutos y 46 segundos, con pequeñas variaciones de un año a otro.

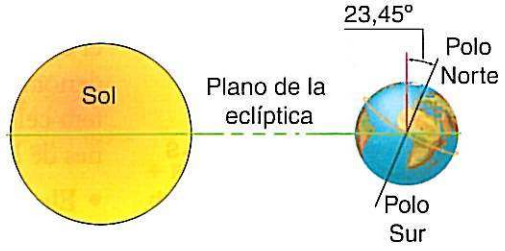
La Tierra gira sobre sí misma rotando alrededor del eje que pasa por los polos, denominado eje polar, con una velocidad aproximada de una vuelta por día. Un día dura 23 horas, 56 minutos y 4 segundos, aproximadamente. **El sentido de rotación de la Tierra es de Oeste a Este como se deduce del hecho de que el Sol sale por el Este y se pone por el Oeste.**

El eje polar de la Tierra no es perpendicular al plano de su órbita alrededor del Sol, sino que forma un ángulo de 23,45 grados con la perpendicular a dicho plano. Este plano se denomina plano de la eclíptica (figura 1.3) porque sobre este plano teórico, donde se sitúan las órbitas de la mayoría de los planetas y satélites del Sistema Solar, se producen los eclipses.

Esta **inclinación** del eje polar provoca los cambios estacionales, las diferentes duraciones de las noches y los días en verano y en invierno, y también la que hace que el Sol esté más alto al mediodía, en verano que en invierno.



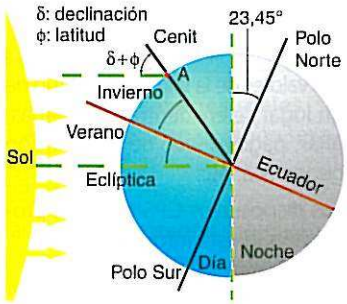
↑ **Figura 1.2.** Movimiento de traslación de la Tierra.



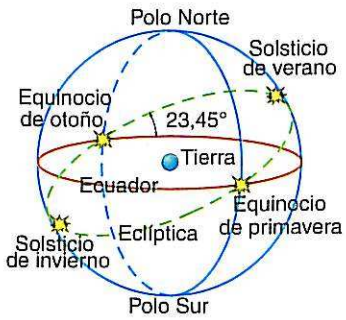
↑ **Figura 1.3.** Eje polar y plano de la eclíptica.

ACTIVIDADES

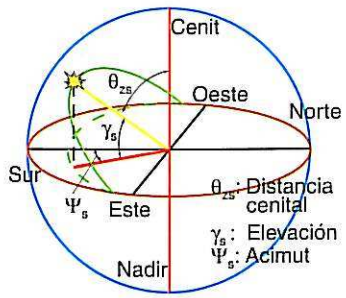
1. Busca en un mapa, atlas o página web de información geográfica, la latitud y longitud de tu localidad.



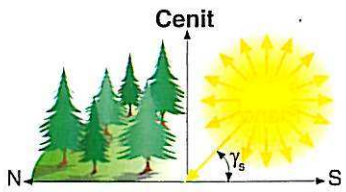
↑ **Figura 1.4.** Posición de la Tierra respecto del Sol en el solsticio de invierno.



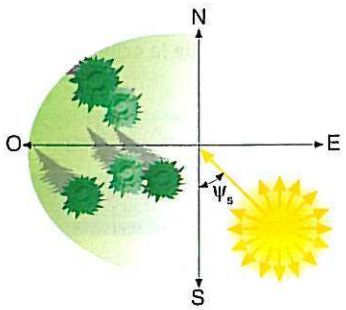
↑ **Figura 1.5.** Esfera celeste.



↑ **Figura 1.6.** Coordenadas solares.



↑ **Figura 1.7.** Elevación solar.



↑ **Figura 1.8.** Acimut solar.

Declinación

La **declinación** (δ) es el ángulo que forma el plano del ecuador de la Tierra con la línea situada en el **plano de la eclíptica**, que une los centros del Sol y de la Tierra (figura 1.4). Este ángulo varía a lo largo de la órbita de la Tierra alrededor del Sol, alcanzando valores máximos en los solsticios de verano (declinación máxima positiva, $\delta = 23{,}45^{\circ}$) e invierno (declinación máxima negativa, $\delta = -23{,}45^{\circ}$) y valores nulos en los equinoccios (declinación nula, $\delta = 0^{\circ}$). Aunque la declinación varía se puede suponer que permanece constante a lo largo de un día.

La expresión de la declinación para un determinado día se calcula con la expresión:

$$[1]\quad \delta = 23{,}45 \cdot \operatorname{sen}\left(360 \cdot \frac{284 + \delta_n}{365}\right)$$

δ: declinación (grados)

δ_n: día del año (1...365, tomando 1 para el primer día de enero)

3. Coordenadas solares

Para situar la posición del sol en el cielo se utiliza el concepto de **esfera celeste**, que es una esfera imaginaria de radio arbitrario, **centrada en el observador**, sobre la que se proyecta la posición del Sol (figura 1.5). Cada **punto** de esta esfera celeste es una **dirección** en el cielo vista desde la tierra.

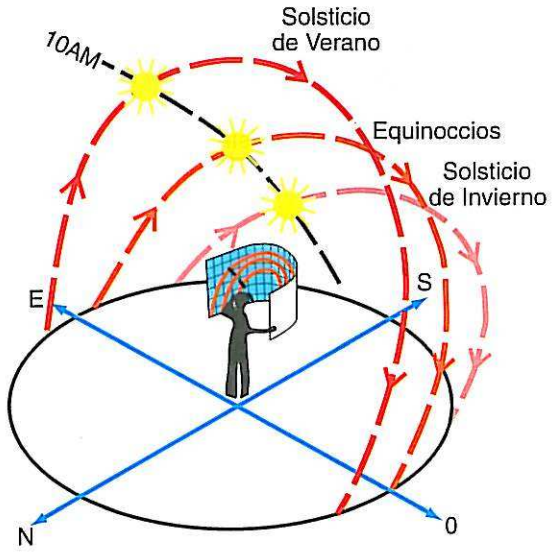
Este sistema de representación muestra las posiciones del Sol como si tuviera un movimiento aparente alrededor de la Tierra siguiendo una trayectoria dentro del plano de la eclíptica que forma un ángulo de 23,45 grados con el ecuador de la esfera celeste. **El Sol recorre la eclíptica una vez al año y la esfera celeste gira una vez al día en torno a la tierra.**

En el **sistema de coordenadas de la esfera celeste**, que es similar al usado para definir la longitud y latitud terrestres, se especifica la posición del sol mediante dos ángulos que se denominan **elevación** y **acimut** (figura 1.6).

Estas coordenadas solares se definen respecto a la **dirección vertical** que es la dirección que marcaría una plomada, que apuntando hacia abajo, se dirigiría hacia el centro de la Tierra y hacia arriba interceptaría a la esfera celeste en un punto denominado **cenit** (figura 1.6). La intersección con el hemisferio opuesto de la esfera celeste definiría el punto opuesto al cenit denominado **nadir**. Las definiciones de las coordenadas solares son:

- **Elevación solar** γ_s: es el ángulo que forman los rayos solares con la horizontal (figuras 1.6 y 1.7). Toma valores que van de $(90^{\circ} - \phi - \delta)$ en el solsticio de invierno a $(90^{\circ} - \phi + \delta)$ en el solsticio de verano, siendo ϕ la latitud del lugar y δ la declinación.
- **Acimut solar** ψ_s: ángulo formado por el meridiano del sol y el meridiano del lugar, tomando como referencia el Sur en el hemisferio norte y el Norte en el hemisferio sur (figuras 1.6 y 1.8). Tiene valores positivos de 0 a 180° hacia el Oeste y negativos de 0 a -180° hacia el Este.
- **Ángulo o distancia cenital** θ_{zs}: ángulo formado por la dirección del sol y la vertical. Es el ángulo complementario de la elevación solar (figura 1.6).

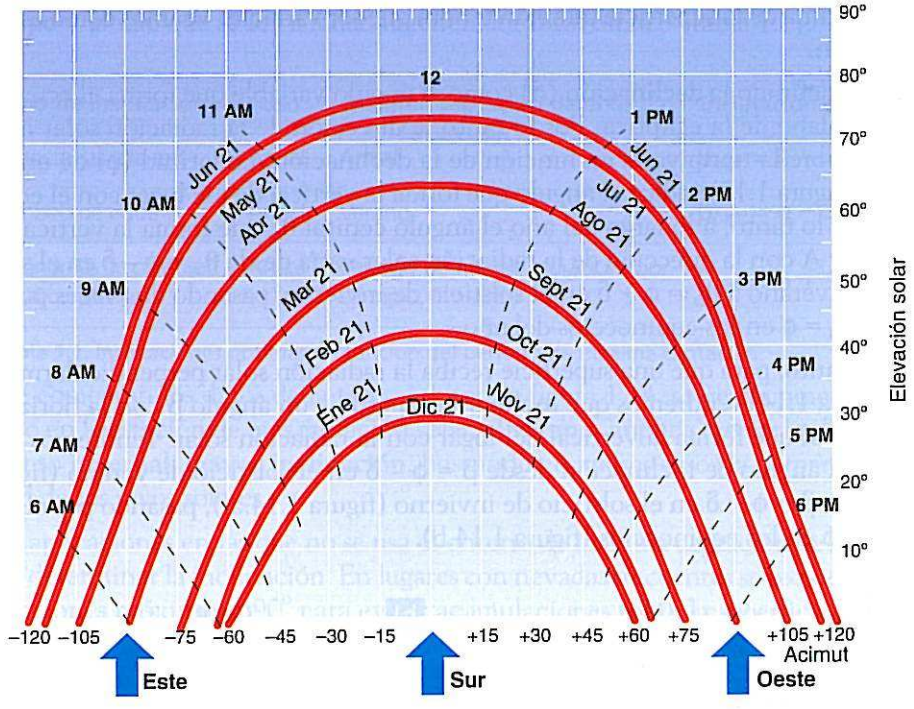
La figura 1.9 representa las trayectorias aparentes del sol en los **solsticios** de verano e invierno y en los **equinoccios** de primavera y otoño, respecto de un observador que mira al Sur. El resto del año, el Sol sigue trayectorias intermedias entre las representadas. La **elevación solar** alcanza en los solsticios de verano e invierno sus valores máximo y mínimo, respectivamente. En la figura 1.9 se ha marcado la posición del Sol a una hora determinada (10AM). El observador porta un plano en el que se reflejan las diferentes trayectorias anuales del Sol. Este plano recibe el nombre de carta solar.



↑ **Figura 1.9.** Trayectorias aparentes del Sol en el hemisferio norte en los solsticios y equinoccios.

El conjunto de trayectorias del Sol en un lugar determinado se puede representar en una **carta solar** (figura 1.10) que refleja la posición del Sol, acimut y elevación, en cada hora, desde el punto de vista de un observador que mira hacia el Sur (en el hemisferio norte. En el hemisferio sur miraría hacia el Norte). Veamos cómo se interpreta: tomamos la línea que representa a un día, por ejemplo el 21 de marzo, nos situamos en la posición Este, amanece a las 6 de la mañana (6 AM), elevación 0° y acimut –90°; a las 11 de la mañana (11 AM), elevación 50°, acimut –22° aproximadamente; al mediodía (12), elevación 52° aproximadamente, acimut 0°; a las 3 de la tarde (3 PM), elevación 32° aproximadamente; acimut +60°.

La **carta solar es un instrumento muy útil para determinar las pérdidas por sombras** que se producen en un generador fotovoltaico (véase unidad 5).



← **Figura 1.10.** Ejemplo de carta solar de un lugar de latitud 38°. Representa las trayectorias aparentes del Sol que veríamos situándonos como el observador de la figura 1.9.

vocabulario

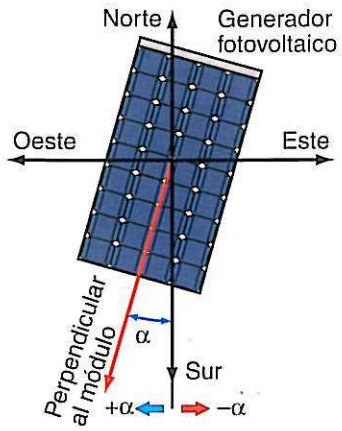
Español - Inglés

Latitud: *latitude.*
Longitud: *longitude.*
Acimut solar: *solar azimuth.*
Elevación solar: *solar elevation.*
Declinación: *declination.*
Eclíptica: *ecliptic.*
Equinoccio: *Equinox.*
Solsticio: *Solstice.*

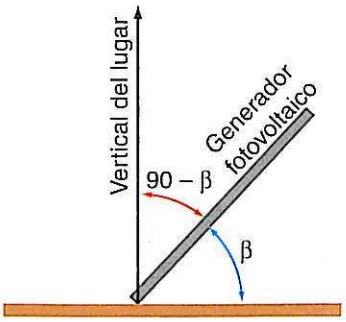
ACTIVIDADES

2. Comprueba el valor máximo de la declinación en los solsticios (véase la figura 1.2) utilizando la fórmula 1.

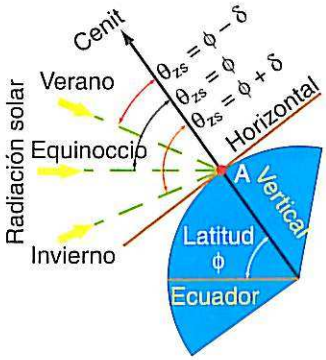
3. Comprueba el valor nulo de la declinación en los equinoccio (véase la figura 1.2) utilizando la fórmula 1.



↑ **Figura 1.11.** Ángulo de acimut (α) de un módulo fotovoltaico.



↑ **Figura 1.12.** Ángulo de inclinación (β) de un módulo fotovoltaico.



↑ **Figura 1.13.** Variación anual del ángulo cenital θ_{zs} de un lugar A de latitud ϕ.

4. Orientación del generador fotovoltaico

Una vez descritas las coordenadas que nos permiten situar el Sol en el cielo, hay que situar la superficie del generador fotovoltaico de manera que reciba la mayor cantidad posible de energía solar. Esto depende de:

- La orientación de la superficie del generador fotovoltaico.
- El tiempo que se va a usar a lo largo del año: anual, estacional, etc.
- La aplicación que va a tener: autónomo, conectado a la red, etc.

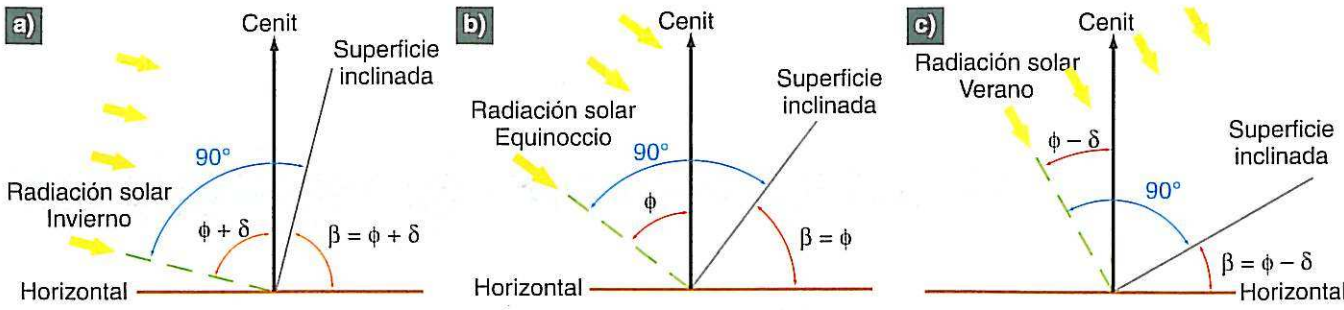
La **orientación** de un generador fotovoltaico se define mediante coordenadas angulares, similares a las utilizadas para definir la posición del Sol:

- **Ángulo de acimut** (α): ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Sur (figura 1.11). Vale 0° si coincide con la orientación Sur, es positivo hacia el Oeste y negativo hacia el Este. Si coincide con el Este su valor es –90 y si coincide con el Oeste su valor es +90°.
- **Ángulo de inclinación** (β): ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal (figura 1.12). Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

Una superficie recibe la mayor cantidad posible de energía si es perpendicular a la dirección del Sol. Como la posición del Sol varía a lo largo del día, la posición óptima de la superficie también tendrá que ser variable. Veamos cómo es esa variación.

Hemos definido la **declinación** (δ) como el ángulo variable que forma el ecuador con el plano de la eclíptica. Por lo tanto la dirección de la radiación solar incidente sobre la tierra varía en función de la declinación. La latitud (ϕ) de un lugar A (figura 1.13) indica el ángulo que forma la vertical de ese lugar con el ecuador. Por lo tanto, a lo largo del año el ángulo cenital θ_{zs} que forma la vertical de un lugar A con la dirección de la radiación solar varía desde $\theta_{zs} = \phi - \delta$ en el solsticio de verano a $\theta_{zs} = \phi + \delta$ en el solsticio de invierno, pasando dos veces por el valor $\theta_{zs} = \phi$ en los equinoccios del año.

Por lo tanto, para que una superficie reciba la radiación solar perpendicularmente (figura 1.14) tendremos que inclinar la superficie un ángulo β con la horizontal igual al que forma la vertical del lugar con la radiación solar. Tendremos que variar el ángulo de inclinación desde $\beta = \phi - \delta$ en el solsticio de verano (figura 1.14.c) a $\beta = \phi + \delta$ en el solsticio de invierno (figura 1.14.a), pasando por el valor $\beta = \phi$ en los equinoccios (figura 1.14.b).



↑ **Figura 1.14.** Superficie normal a la radiación solar. a) Al mediodía del solsticio de invierno. b) Al mediodía de los equinoccios. c) Al mediodía del solsticio de verano.

Aunque hay generadores fotovoltaicos que son capaces de seguir la trayectoria solar, véase la unidad 5, lo habitual es que la superficie del generador sea de orientación fija. La **orientación óptima** será un valor constante, con una inclinación (β) que va a depender de la latitud ϕ del lugar y un acimut (α) que depende del hemisferio en el que está situado el generador.

La figura 1.15 muestra una superficie situada en el hemisferio norte, donde el Sol sigue una trayectoria Este-Sur-Oeste. Si pretendemos maximizar la captación de energía solar, la superficie tendrá que estar orientada hacia el Sur y por lo tanto el ángulo de acimut (α) debe ser nulo. El **acimut óptimo** para que una superficie fija reciba la mayor cantidad posible de energía solar debe ser cero ($\alpha = 0^{\circ}$) , la superficie se debe orientar hacia el Sur si está situada en el hemisferio norte o hacia el Norte si es está en el hemisferio sur.

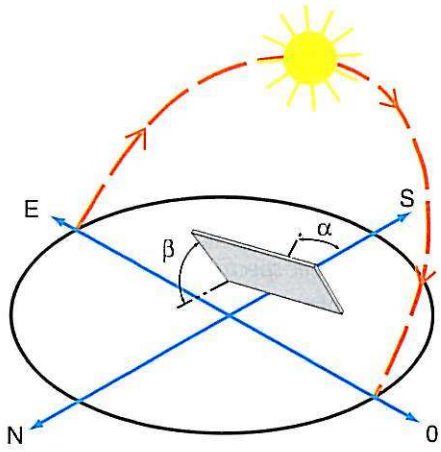
Para determinar la **inclinación óptima** de una superficie fija se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la **inclinación óptima en función de la latitud** del lugar:

[2] $\beta_{opt} = 3{,}7 + 0{,}69 \cdot |\phi|$

β_{opt}: ángulo de inclinación óptima (grados)

$|\phi|$: latitud del lugar, sin signo (grados)

La fórmula es **válida para aplicaciones de utilización anual** que busquen la máxima captación de energía solar a lo largo del año.



↑ **Figura 1.15.** Orientación de una superficie en el hemisferio norte. El acimut α debe ser cero y la inclinación β depende de la latitud ϕ del lugar.

En la práctica también se utilizan expresiones, basadas en la experiencia y la observación, que proporcionan la **inclinación óptima en función del periodo de tiempo y el uso** que se le va a dar al generador fotovoltaico (tabla 1.1).

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación de energía	Inclinación óptima
Conectadas a la red	Anual	Anual	$\beta_{opt} = \phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{opt} = \phi - 20$
Autónomas de consumo anual constante	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno)	$\beta_{opt} = \phi + 10$

↑ **Tabla 1.1.** Inclinaciones óptimas en función del periodo de máxima captación.

Si se comparan los datos de la tabla 1.1 con la figura 1.14, se ve claramente que el uso en la estación de más radiación solar, el **verano**, implica menor **inclinación** y el uso **invernal**, **mayor inclinación**, buscando en ambos casos la perpendicularidad de los rayos solares.

Hay aplicaciones en las que no se usa el criterio de máxima captación de energía para determinar la inclinación. En lugares con nevadas frecuentes se requieren inclinaciones próximas a 90° para evitar acumulaciones sobre la superficie del generador. En zonas desérticas, para evitar acumulación de arena es necesaria una inclinación mínima de 45°. En regiones lluviosas tropicales hace falta una inclinación mínima de 30°.

caso práctico inicial

Criterios para orientar los módulos fotovoltaicos.

ACTIVIDADES

4. Utiliza la fórmula 2 para calcular la inclinación óptima de un generador fotovoltaico conectado a la red situado en una latitud 41° N y comprueba el resultado con el valor propuesto en la tabla 1.1.

5. Radiación solar

caso práctico inicial

Aquí se explica lo que es la radiación solar.

El Sol genera energía mediante reacciones nucleares de fusión que se producen en su núcleo. Esta energía recibe el nombre de **radiación solar**, se transmite en forma de radiación electromagnética y alcanza la atmósfera terrestre en forma de conjunto de radiaciones o espectro electromagnético con longitudes de onda que van de 0,15 µm a 4 µm aproximadamente (figura 1.16).

vocabulario

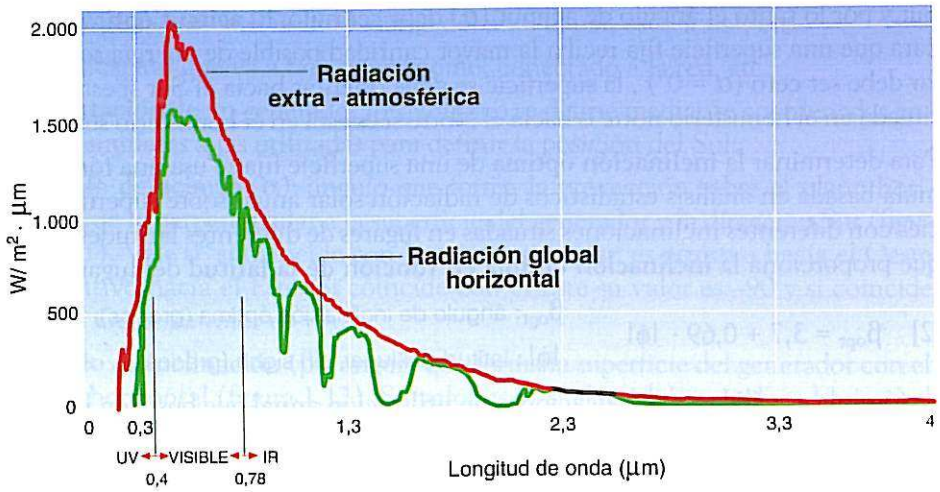
Español – Inglés

Espectro electromagnético: *electromagnetic spectrum.*

Radiación infrarroja: *infrared radiation.*

Radiación ultravioleta: *ultraviolet radiation.*

Masa de aire: *airmass.*



↑ **Figura 1.16.** Espectro electromagnético de la radiación solar extra-atmosférica y en la superficie terrestre.

saber más

1 nm (nanometro) = 10^{-9} m

1 µm (micrometro) = 10^{-6} m

La parte del espectro que va de 0,40 µm a 0,78 µm, forma el espectro visible que denominamos comúnmente luz. El resto del espectro, que no es visible, lo forman las radiaciones con longitudes de onda inferiores a 0,4 µm, denominadas radiaciones ultravioletas (UV) y con longitudes superiores a 0,75 µm denominadas radiaciones infrarrojas (IR).

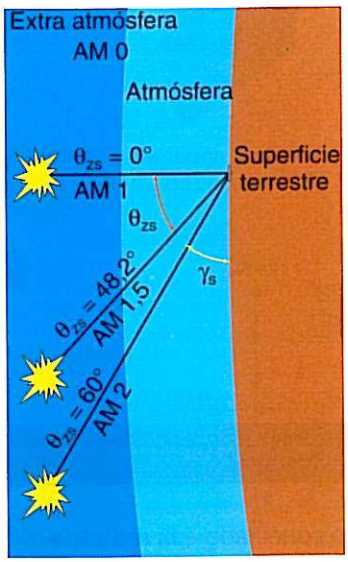
5.1. Efectos de la atmósfera sobre la radiación

La radiación solar atraviesa la atmósfera antes de llegar a la superficie terrestre y se altera por el aire, la suciedad, el vapor de agua, los aerosoles en suspensión, y otros elementos de la atmósfera. Estas alteraciones son de diferentes tipos según la propiedad óptica que se pone de manifiesto:

- Reflexión: nubes.
- Absorción: ozono, oxígeno, dióxido de carbono, vapor de agua. Sólo actúa sobre algunas longitudes de onda de la radiación.
- Difusión: polvo, aerosoles, gotas de agua.

Estos efectos varían dependiendo de la cantidad de atmósfera que la radiación solar ha de atravesar. Para especificar esta distancia se utiliza el concepto de **masa de aire** (AM) que es el espesor de la atmósfera terrestre que recorre la radiación solar directa expresado como múltiplo del camino que recorrería en una dirección perpendicular a la superficie terrestre.

Cuando el Sol está en su posición más alta, en un día sin nubes (figura 1.17), la masa de aire (AM) atravesada es mínima y vale 1 a nivel del mar. Se indica como AM 1. El valor AM 0 se utiliza para especificar las condiciones sobre una superficie normal al Sol fuera de la atmósfera terrestre.



↑ **Figura 1.17.** Masa de aire (AM) para diferentes ángulos cenitales.

Se puede calcular la masa de aire con la expresión:

$$[3]\quad AM = \frac{1}{\operatorname{sen} \gamma_s} = \frac{1}{\cos \theta_{zs}}$$

γ_s : ángulo de elevación solar (grados)

θ_{zs} : ángulo o distancia cenital

Cuando se especifica la potencia máxima de un módulo fotovoltaico en sus hojas de datos se indica para un valor de AM1,5 que corresponde a un ángulo cenital θ_{zs} de 48,2°.

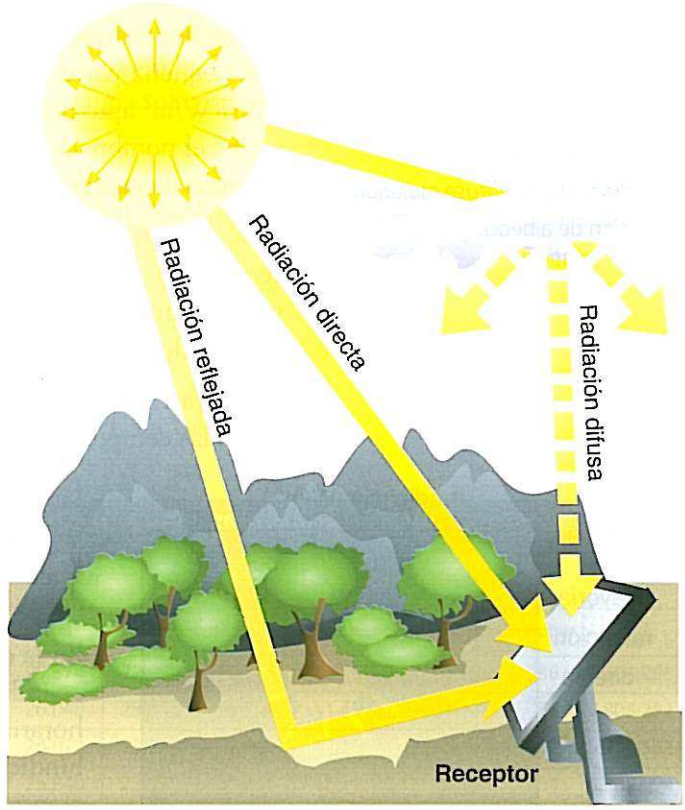
5.2. Tipos de radiación solar sobre una superficie

La radiación solar sobre la superficie terrestre tiene variaciones temporales, siendo unas aleatorias, como la nubosidad, y otras previsibles, como son los cambios estacionales o el día y la noche, provocadas por los movimientos de la Tierra.

Para facilitar su estudio, la radiación solar sobre un receptor se clasifica en tres componentes: directa, difusa y reflejada o de albedo (figura 1.18).

- **Radiación directa:** la forman los rayos recibidos directamente del Sol.
- **Radiación difusa:** procedente de toda la bóveda del cielo, excluyendo el disco solar, la forman los rayos dispersados por la atmósfera en dirección al receptor (por ejemplo, en un día completamente nublado toda la radiación recibida es difusa).
- **Radiación reflejada o de albedo:** reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor. Depende directamente de la naturaleza de las montañas, lagos, edificios, etc. que rodean al receptor.

La suma de todas las radiaciones descritas recibe el nombre de **radiación global** que es la radiación solar total que recibe la superficie de un receptor y por lo tanto la que nos interesa conocer y cuantificar.



↑ **Figura 1.18.** Tipos de radiación sobre una superficie.

5.3. Irradiancia e irradiación

Para cuantificar la radiación solar se utilizan dos magnitudes que corresponden a la potencia y a la energía de la radiación que llegan a una unidad de superficie, se denominan irradiancia e irradiación y sus definiciones y unidades son las siguientes:

- **Irradiancia:** potencia o radiación incidente por unidad de superficie. Indica la intensidad de la radiación solar. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2).
- **Irradiación:** integración o suma de las irradiancias en un periodo de tiempo determinado. Es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo. Se mide en julios por metro cuadrado por un periodo de tiempo (J/m^2 por hora, día, semana, mes, año, etc., según el caso).

En la práctica, dada la relación con la generación de energía eléctrica, se utiliza como unidad el $W{\cdot}h/m^2$ y sus múltiplos más habituales $kW{\cdot}h/m^2$ y $MW{\cdot}h/m^2$.

saber más

Equivalencias entre el W·h y sus múltiplos:

$1\ kW \cdot h/m^2 = 10^3\ W{\cdot}h/m^2$

$1\ MW \cdot h/m^2 = 10^6\ W{\cdot}h/m^2$

Equivalencias entre el julio (J), el W·h y sus múltiplos:

$1\ W \cdot h = 3.600\ J$

$1\ kW \cdot h = 3.600\ kJ = 3,6\ MJ$

EJEMPLO

¿A cuántos kW·h/m² equivale una irradiación de 6.362 kJ/m²?

Solución:

1 W · s equivale a 1 julio, por lo tanto 1 W·h equivale a 3.600 julios, puesto que una hora tiene 3 600 segundos. Por lo tanto, 1 kW · h tiene 3.600 kJ.

Para convertir kJ/m² a kW · h/m² dividimos entre 3.600:

6.362 / 3.600 = 1,766 kW · h/m².

vocabulario

Español – Inglés

Radiación directa: *direct or beam radiation.*

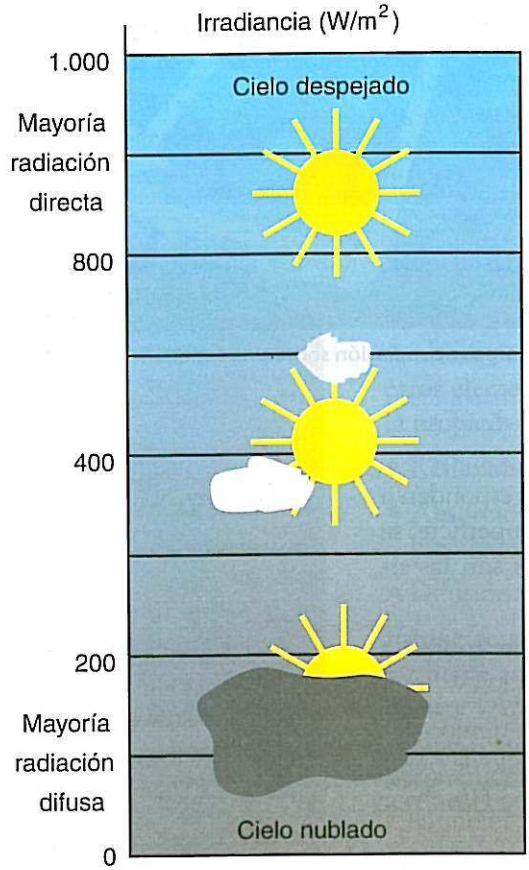
Radiación difusa: *diffuse radiation.*

Radiación de albedo: *albedo radiation.*

La irradiancia que genera el Sol es de aproximadamente $6{,}35 \cdot 10^7$ W/m² y solo una pequeña parte de esta radiación llega al exterior de la atmósfera terrestre, 1.367 W/m² aproximadamente. Este valor de la radiación solar extra-atmosférica recibe el nombre de **constante solar** (B_0) y se recibe cuando la Tierra está situada a una distancia de 1 ua del Sol.

La absorción de la atmósfera en condiciones AM1, que es el recorrido atmosférico mínimo, reduce la irradiancia que llega a la superficie terrestre a 1.000 W/m², valor de irradiancia normalizado que se utiliza para definir los parámetros nominales de los módulos fotovoltaicos.

La figura 1.19 es un ejemplo de valores de irradiancia sobre la superficie terrestre según las componentes directa o difusa de la radiación solar.



↑ **Figura 1.19.** Escala de irradiancia en función de la composición de la radiación solar.

Para especificar la radiación global mediante sus correspondientes magnitudes, irradiancia global e irradiación global, se utiliza la letra G, sin subíndice para la **irradiancia global** y con uno o dos subíndices para la **irradiación global**.

En la especificación de la **irradiación global**, el primer subíndice indica el periodo de tiempo de integración de la irradiación: horaria (h), diaria (d), mensual (m) o anual (a). El segundo subíndice indica un valor medio de la irradiación: valor medio mensual (m) o valor medio anual (a).

Entre paréntesis, después de la letra G, se especifica la orientación e inclinación de la superficie donde se recibe la radiación solar, $G(\alpha, \beta)$, donde α es el acimut de la superficie y β la inclinación. Si el acimut es cero, solo se indica la inclinación.

Por ejemplo:

$G(0)$	irradiancia global sobre una superficie horizontal.
$G(35, 45)$	irradiancia global sobre una superficie con acimut 35° (Oeste) e inclinada 45°.
$G_a(0)$	irradiación global anual sobre una superficie horizontal.
$G_h(30)$	irradiación global horaria sobre una superficie orientada al Sur (acimut cero) e inclinada 30°.
$G_{dm}(-20, 30)$	media mensual de irradiación global diaria sobre una superficie con acimut 20° (Este) e inclinada 30°.

5.4. Radiación global sobre una superficie

En los apartados anteriores hemos visto qué es la radiación solar, cómo se altera al atravesar la atmósfera, qué tipos de radiación solar llegan a una superficie y con qué magnitudes se caracteriza la radiación solar. En este apartado vamos a contestar a la pregunta: **¿cuánta energía solar llega a la superficie de un generador fotovoltaico?**

caso **práctico** inicial

Explicación del procedimiento para determinar la radiación solar que se recibe en un lugar.

Determinar la cantidad de energía solar que llega a una superficie, dado el carácter aleatorio que tiene el clima, es hacer una predicción basada en datos históricos. Podemos conocer cuánta energía solar se ha recibido en el pasado, en un lugar determinado, porque hay bases de datos que almacenan esa información sobre el clima, pero no podemos saber cuánta energía solar se recibirá en el futuro en ese lugar, solo podemos suponer que el comportamiento del clima en el futuro será parecido al del pasado y basándonos en esto, calcular la energía solar que se recibirá.

Las bases de datos existentes utilizan registros históricos de varios años con los datos horarios o diarios de irradiancia solar sobre superficie horizontal o inclinada. Los datos se tratan para obtener un modelo de comportamiento anual que recoge, para cada mes, la media de todos los valores de radiación recogidos para ese mes a lo largo de los años. La tabla 1.2 es un ejemplo de datos de irradiación sobre superficies inclinadas publicados por el Ministerio Español de Industria, Turismo y Comercio [Radiación solar sobre superficies inclinadas. Centro de Estudios de la Energía. Ministerio Industria y Energía. Madrid, 1981]. La tabla 1.2

RADIACIÓN INTERCEPTADA POR UNA SUPERFICIE INCLINADA													
Lugar: Madrid			**Latitud: 40,42 °**			**Orientación: Sur**					**Unidades: kJ /(m² · día)***		
Inclinación	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total anual*
0 °	6.362	9.798	14.150	19.552	21.184	23.530	25.874	22.986	16.118	10.762	7.326	6.236	5.604.298
5 °	7.054	10.584	14.868	19.990	21.388	23.614	26.048	23.438	16.790	11.496	8.078	7.088	5.803.292
10 °	7.704	11.316	15.504	20.410	21.480	23.566	26.072	23.754	17.366	12.168	8.782	7.892	5.972.362
15 °	8.312	11.982	16.048	20.712	21.444	23.382	25.940	23.970	17.840	12.770	9.440	8.654	6.107.994
20 °	8.870	12.576	16.504	20.902	21.298	23.072	25.658	24.064	18.214	13.300	10.042	9.368	6.209.950
25 °	9.380	13.098	16.862	20.966	21.072	22.648	25.274	24.018	18.484	13.752	10.582	10.022	6.278.924
30 °	9.832	13.544	17.122	20.910	20.726	22.138	24.764	23.826	18.638	14.124	11.060	10.612	6.312.798
35 °	10.224	13.904	17.282	20.730	20.270	21.508	24.114	23.496	18.694	14.410	11.472	11.138	6.310.386
40 °	10.554	14.184	17.342	20.436	19.702	20.764	23.330	23.024	18.634	14.612	11.814	11.592	6.271.428
45 °	10.818	14.378	17.300	20.024	19.026	19.908	22.406	22.420	18.474	14.728	12.082	11.972	6.195.994
50 °	11.014	14.482	17.154	19.494	18.250	18.944	21.360	21.688	18.198	14.754	12.274	12.278	6.084.294
55 °	11.148	14.498	16.908	18.860	17.380	17.884	20.200	20.828	17.818	14.692	12.390	12.502	5.937.902
60 °	11.206	14.428	16.566	18.118	16.424	16.780	18.948	19.852	17.338	14.542	12.430	12.646	5.759.668
65 °	11.194	14.266	16.128	17.278	15.432	15.638	17.680	18.768	16.756	14.308	12.394	12.706	5.554.124
70 °	11.114	14.022	15.596	16.342	14.384	14.426	16.320	17.586	16.084	13.984	12.278	12.686	5.318.286
75 °	10.966	13.686	14.974	15.324	13.266	13.150	14.886	16.366	15.320	13.582	12.084	12.584	5.054.892
80 °	10.750	13.274	14.274	14.238	12.094	11.820	13.380	15.062	14.472	13.100	11.820	12.400	4.765.032
85 °	10.464	12.782	13.488	13.108	10.874	10.524	11.820	13.682	13.552	12.538	11.480	12.136	4.452.878
90 °	10.118	12.212	12.634	11.916	9.650	9.270	10.384	12.244	12.554	11.906	11.068	11.792	4.126.744

↑ **Tabla 1.2.**

* La columna de radiación Total anual está expresada en kJ / (m² · año)

muestra valores medios mensuales de irradiación global diaria [G_{dm} (β)] de cada mes sobre una superficie con inclinaciones que van de 0° (horizontal) hasta 90° (vertical). La última columna muestra la irradiación global anual [G_a (β)], que corresponde a la suma de todos los valores medios mensuales de la irradiación global diaria multiplicados por el número de días de cada mes.

EJEMPLO

¿Qué irradiación recibe una superficie, situada en Madrid, orientada al Sur y con una inclinación de 40°, durante el mes de marzo? ¿Cuánta irradiación recibe a lo largo del año?

Solución:

Buscamos en la tabla 1.2, en la columna de inclinación, la fila de 40° y en la columna de marzo obtenemos una irradiación global diaria de 17.342 kJ/(m²·día). Convertimos el dato a kW·h/ (m²·día):

$$G_{dm}(40°) = \frac{17.342}{3.600} = 4{,}82 \text{ kW} \cdot \text{h/(m}^2 \cdot \text{día)}$$

La irradiación en el mes de marzo que tiene 31 días será:

$$G_m(40°) = 31 \cdot G_{dm}(40°) = 31 \cdot 4{,}82 = 149{,}42 \text{ kW} \cdot \text{h/m}^2$$

Para calcular la irradiación anual, tomamos directamente el valor en la columna Total anual, para la inclinación de 40°, y convertimos el dato a kW·h/ m²:

$$G_m(40°) = \frac{6.271.428}{3.600} = 1.742 \text{ kW} \cdot \text{h/m}^2$$

vocabulario

Año meteorológico Típico (AMT) de un lugar

Conjunto de valores de irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con la correspondiente a todos los años de la base de datos.

Aunque la tabla 1.2 ofrece datos sobre una superficie orientada al Sur con diferentes inclinaciones, es muy habitual utilizar datos más limitados. En la mayoría de los casos se utilizan los doce valores medios mensuales de la irradiación global diaria sobre una superficie horizontal que caracteriza el clima de un lugar. En la tabla 1.3 se puede ver un ejemplo donde se recogen diferentes localidades con su latitud y los valores medios mensuales de la irradiación global diaria [G_{dm} (0)] de cada mes sobre una superficie horizontal. La última columna es el valor medio anual de la irradiación global diaria horizontal [G_{da} (0)].

A partir de estos datos sobre superficie horizontal se pueden obtener la **irradiación para diferentes inclinaciones y orientaciones**, aplicando métodos que pueden ir desde el uso de una simple calculadora, pasando por programas de ordenador o utilizar los recursos de determinadas páginas web.

En el siguiente apartado se explica un método simplificado para calcular la irradiación sobre una superficie con cualquier orientación e inclinación.

ACTIVIDADES

5. Utiliza la tabla 1.2 para calcular la irradiación en el mes de julio sobre una superficie situada en Madrid, inclinada 30° y orientada al Sur.

6. Utiliza la tabla 1.3 para calcular la irradiación en una superficie horizontal situada en Badajoz, en el trimestre que va de junio a agosto.

VALOR MEDIO MENSUAL DE LA IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA HORIZONTAL [G_{dm} (0)] [kW · h/(m² · día)]														
Localidad	Latitud (°)	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual*
Albacete	39,00	2,01	2,96	3,43	4,88	5,45	6,15	6,64	5,82	4,54	4,31	1,88	1,61	4,14
Alicante	38,35	2,60	3,76	4,51	5,76	6,59	7,19	7,25	6,24	5,15	3,72	2,57	2,08	4,78
Almería	36,85	2,48	3,37	4,65	5,68	6,50	6,68	6,82	6,16	4,99	3,83	2,72	2,13	4,67
Asturias	43,37	1,49	2,09	2,90	3,58	4,24	4,62	4,50	3,94	3,36	2,23	1,56	1,19	2,98
Ávila	40,65	1,82	2,83	3,35	4,52	5,48	5,90	6,78	6,30	4,61	3,08	1,79	1,39	3,99
Badajoz	38,88	1,85	2,64	3,65	4,89	5,91	6,48	6,64	5,87	4,58	3,23	2,19	1,55	4,12
Baleares	39,57	2,32	3,53	4,02	4,95	6,37	6,92	7,12	6,17	4,89	3,59	2,49	1,80	4,51
Barcelona	41,40	1,72	2,78	3,78	5,05	5,91	6,32	6,21	5,27	4,22	3,27	1,92	1,63	4,01
Burgos	42,33	1,03	2,22	2,99	4,00	5,03	5,95	6,38	5,58	4,01	2,79	1,44	0,81	3,52
Cáceres	39,48	1,68	2,67	4,16	5,63	6,43	7,47	8,82	8,12	6,20	3,54	2,14	1,63	4,87
Cádiz	36,47	2,33	3,68	4,57	6,19	7,12	7,59	7,56	7,14	5,70	4,05	2,71	2,19	5,07
Canarias	28,18	2,71	3,25	4,13	4,89	4,96	4,43	4,27	4,16	4,62	3,38	2,68	2,05	3,79
Castellón	39,98	2,11	3,45	4,34	5,14	5,88	6,40	6,49	5,64	4,77	3,37	2,16	1,89	4,30
C. Real	38,98	1,65	2,90	3,51	4,61	5,76	6,40	7,16	6,38	4,84	3,05	1,80	1,28	4,11
Córdoba	37,88	2,06	3,08	3,93	4,78	5,28	6,74	7,15	6,50	5,00	3,30	2,29	1,73	4,32
Cuenca	40,08	1,68	2,56	3,28	4,24	5,19	5,81	6,61	5,96	4,44	3,08	1,78	1,38	3,83
Girona	41,98	2,01	2,83	3,78	4,43	4,99	4,74	6,13	5,02	3,79	2,95	2,06	1,56	3,69
Granada	37,18	1,91	2,69	3,40	4,41	5,17	5,84	6,58	5,22	4,29	3,11	2,06	1,53	3,85
Guadalajara	40,63	1,39	2,13	2,76	3,61	4,52	5,10	6,55	5,69	4,04	2,79	1,44	1,16	3,43
Guipúzcoa	43,32	1,32	1,94	2,65	2,81	4,01	4,12	4,15	3,36	3,21	2,52	1,45	1,06	2,72
Huelva	37,27	2,10	3,29	4,39	5,78	6,68	7,12	7,50	6,90	5,73	3,64	2,41	1,86	4,78
Huesca	42,13	1,79	3,19	4,17	4,89	5,72	6,20	6,64	5,76	4,28	3,16	1,88	1,38	4,09
Jaén	37,77	1,74	2,75	4,08	5,02	5,61	6,78	7,45	6,75	5,46	3,23	2,16	1,75	4,40
A Coruña	43,37	1,44	2,12	3,08	4,08	4,17	4,69	5,05	4,15	3,71	2,29	1,74	1,09	3,13
León	42,58	1,56	2,98	3,79	4,81	5,32	6,55	6,89	6,02	4,28	2,95	1,94	1,17	4,02
Lleida	41,68	1,69	3,38	4,33	5,34	6,10	6,74	6,84	5,93	4,65	3,33	1,75	1,11	4,27
Logroño	42,47	1,66	2,68	3,78	5,07	5,90	6,55	7,01	5,94	4,59	3,28	1,87	1,40	4,14
Lugo	43,00	1,07	2,01	2,39	3,77	3,84	4,65	4,73	4,23	3,14	2,54	1,48	0,88	2,89
Madrid	40,42	1,77	2,72	3,93	5,43	5,88	6,54	7,19	6,39	4,48	2,99	2,04	1,74	4,26
Málaga	36,72	2,28	3,21	4,92	5,25	6,34	6,91	7,20	6,20	5,15	3,62	2,82	1,73	4,63
Murcia	37,98	2,65	3,33	4,78	5,93	7,02	7,15	7,48	6,57	5,29	3,86	2,69	2,15	4,91
Ourense	42,33	0,78	1,89	3,91	3,36	2,46	5,33	4,49	5,05	3,49	1,99	1,47	0,68	2,91
Palencia	42,00	1,20	2,81	3,35	4,31	5,59	6,24	6,72	6,07	4,24	3,12	1,76	1,02	3,87
Pamplona	42,81	1,17	1,21	3,06	3,14	4,77	5,55	5,91	4,93	3,73	2,76	1,29	0,90	3,20
Pontevedra	42,43	1,48	2,46	3,35	4,98	4,72	6,40	6,41	5,67	4,02	3,13	1,94	1,37	3,83
Salamanca	40,97	1,62	2,49	3,45	4,86	5,79	6,32	6,41	5,79	4,32	2,97	1,70	1,35	3,92
Santander	43,47	1,31	2,02	2,68	3,15	4,21	4,37	4,20	3,34	3,19	2,50	1,45	0,99	2,78
Segovia	40,95	1,43	2,43	3,08	4,06	4,76	5,72	6,67	6,02	4,30	2,95	1,52	1,16	3,67
Sevilla	37,38	1,99	3,11	4,29	5,48	6,22	6,53	6,61	6,01	4,87	3,35	2,31	1,88	4,39
Soria	41,77	1,46	2,20	2,94	3,85	4,94	5,82	6,49	5,52	3,90	2,52	1,44	1,19	3,52
Tarragona	41,12	2,06	3,21	3,66	4,60	5,13	5,71	5,90	5,05	3,86	3,10	2,04	1,66	3,83
Tenerife	28,47	2,66	3,34	4,42	5,49	6,05	6,72	7,00	6,36	5,19	3,68	2,62	1,99	4,63
Teruel	40,35	1,70	2,59	3,19	4,00	5,20	5,68	6,38	5,63	4,00	2,93	1,67	1,16	3,68
Toledo	39,85	1,77	2,96	3,43	4,77	5,47	6,12	6,90	6,19	4,48	3,07	1,78	1,27	4,02
Valencia	39,48	2,59	3,00	3,85	5,13	6,02	6,07	6,41	6,68	4,45	3,12	2,09	1,84	4,27
Valladolid	41,65	1,24	2,88	3,59	4,71	5,40	6,33	6,93	6,32	4,45	3,03	1,69	1,01	3,97
Vitoria	42,85	1,24	2,34	2,78	3,17	4,25	4,69	4,90	4,07	3,21	2,58	1,37	0,89	2,96
Vizcaya	43,30	1,06	1,67	2,45	2,77	3,77	3,73	3,92	3,14	2,98	2,28	1,22	0,85	2,49
Zamora	41,50	1,20	2,92	3,61	4,84	5,49	6,40	6,98	6,16	4,44	2,98	1,74	1,00	3,98
Zaragoza	41,65	1,80	3,14	4,06	4,96	6,06	6,52	6,82	6,20	4,40	3,24	1,82	1,36	4,20

* Valor medio anual de la irradiación global diaria horizontal G_{da} (0)

↑ **Tabla 1.3.** Irradiación global diaria sobre superficie horizontal en diferentes localidades de España.

5.5. Radiación sobre una superficie inclinada

vocabulario

Español – Inglés

Irradiación: *irradiation*.

Irradiancia: *irradiance*.

Factor de irradiación: *irradiation factor*.

Se puede calcular el valor medio anual de la irradiación global diaria sobre una superficie inclinada, con fórmulas sencillas, partiendo de los valores medios anuales de la irradiación global diaria horizontal [G_{da} (0)] de la tabla 1.3, utilizando como datos de partida la latitud de la localidad y la inclinación óptima (β_{opt}) de la superficie del generador.

La irradiación global anual que se obtiene sobre la superficie con inclinación óptima y acimut cero es:

$$[4] \quad G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4{,}46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt} - 1{,}19 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt}^2}$$

$G_a(\beta_{opt})$: valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación óptima (kW·h/m^2)

$G_a(0)$: media anual de la irradiación global horizontal (kW · h/m^2)

β_{opt}: inclinación óptima de la superficie (°)

Factor de irradiación (*FI*)

Siempre que sea posible se debe orientar la superficie del generador de forma óptima ($\alpha = 0^o$ y β_{opt}). Sin embargo este requisito no siempre se puede cumplir. Pueden **condicionar** la orientación de la superficie, la integración arquitectónica, la resistencia al viento, la acumulación de nieve, etc.

Para considerar **estas pérdidas**, debidas a la inclinación y orientación no óptimas, se aplica un coeficiente de reducción de la energía denominado **factor de irradiación** (*FI*) y que se calcula con las expresiones siguientes:

Para ángulos de inclinación: $15^o < \beta \leq 90^o$:

$$[5] \quad FI = 1 - [1{,}2 \cdot 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

EJEMPLO

Calcular la irradiación global anual que recibe una superficie con inclinación óptima y acimut cero instalada en León.

Solución:

De la tabla 1.3, para León se obtiene: Latitud, $\phi = 42{,}58°$. Valor medio anual de la irradiación global diaria horizontal, G_{da} (0) = 4,02 kW·h/m^2.

Inclinación óptima: $\beta_{opt} = 3{,}7 + 0{,}69 \cdot |\phi| = 3{,}7 + 0{,}69 \cdot 42{,}58 = 33{,}08°$

Irradiación global anual horizontal:

$G_a(0) = 365 \cdot G_{da}(0) = 365 \cdot 4{,}02 = 1.467{,}3$ kW·h/m^2

Irradiación global anual para la superficie con inclinación óptima:

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4{,}46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt} - 1{,}19 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt}^2} =$$

$$= \frac{1.467{,}3}{1 - 4{,}46 \cdot 10^{-4} \cdot 33{,}08 - 1{,}19 \cdot 10^{-4} \cdot 33{,}08^2} = 1.716{,}09 \text{ kW} \cdot \text{h/m}^2$$

Para ángulos de inclinación: $\beta \leq 15^{\circ}$:

[6] $FI = 1 - [1{,}2 \cdot 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2]$

FI: factor de irradiación (sin unidades)

β: inclinación real de la superficie (°)

β_{opt}: inclinación óptima de la superficie (°)

α: acimut de la superficie (°)

La irradiación sobre la superficie con inclinación y acimut no óptimos se calcula multiplicando la irradiación sobre la superficie con inclinación óptima por el factor de irradiación:

[7] $G_a(\alpha, \beta) = FI \cdot G_a(\beta_{opt})$

$G_a(\alpha, \beta)$: valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación y acimut no óptimos (kW · h/m²)

$G_a(\beta_{opt})$: valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación óptima (kW · h/m²) y acimut cero.

FI: factor de irradiación (sin unidades)

EJEMPLO

Calcula el valor medio anual de la irradiación sobre una superficie situada en Málaga, inclinada un ángulo de 40° y orientada 20° hacia el Oeste.

Solución:

De la tabla 1.3, para Málaga se obtiene: Latitud, $\phi = 36{,}72°$. Valor medio anual de la irradiación global diaria horizontal, $G_{da}(0) = 4{,}63$ kW · h/m².

Inclinación óptima: $\beta_{opt} = 3{,}7 + 0{,}69 \cdot |\phi| = 3{,}7 + 0{,}69 \cdot 36{,}72 = 29{,}04°$

Irradiación global anual horizontal:

$G_a(0) = 365 \cdot G_{da}(0) = 365 \cdot 4{,}63 = 1.689{,}95$ kW · h/m²

Irradiación global para la superficie con inclinación óptima:

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4{,}46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt} - 1{,}19 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt}^2} =$$

$$= \frac{1.689{,}95}{1 - 4{,}46 \cdot 10^{-4} \cdot 29{,}04 - 1{,}19 \cdot 10^{-4} \cdot 29{,}04^2} = 1.905{,}85 \text{ kW} \cdot \text{h/m}^2$$

Factor de irradiación para inclinación $\beta = 40°$ y acimut $\alpha = 20°$:

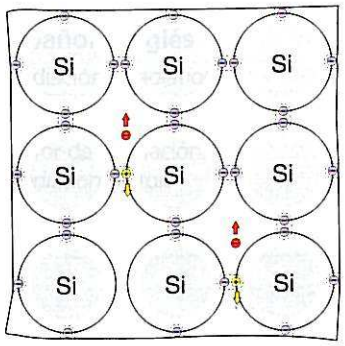
$$FI = 1 - [1{,}2 \cdot 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2] =$$

$$= 1 - [1{,}2 \cdot 10^{-4} (40 - 29{,}04)^2 + 3{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot 20^2] = 0{,}9715$$

Valor medio anual de la irradiación global diaria sobre la superficie:

$G_a(\alpha, \beta) = FI \cdot G_a(\beta_{opt}) = 0{,}9715 \cdot 1.905{,}85 = 1.851{,}5$ kW · h/m²

6. Efecto fotovoltaico



↑ **Figura 1.20.** Representación de los enlaces de los átomos del silicio.

Las células solares se fabrican con semiconductores. Los semiconductores son elementos sólidos que tienen una conductividad eléctrica inferior a la de un conductor metálico pero superior a la de un buen aislante. El semiconductor más utilizado es el silicio.

Los átomos de silicio tienen su orbital externo incompleto con solo cuatro electrones denominados electrones de valencia (figura 1.20). Estos átomos forman una red cristalina en la que cada átomo comparte sus cuatro electrones de valencia con los cuatro átomos vecinos formando enlaces covalentes.

Cualquier aporte de energía, como una elevación de la temperatura o la iluminación del semiconductor, provoca que algunos electrones de valencia absorban suficiente energía para librarse del enlace covalente y moverse a través de la red cristalina, convirtiéndose en electrones libres.

Cuando un electrón libre abandona el átomo de un cristal de silicio, deja en la red cristalina una vacante (hueco) que con respecto a los electrones circundantes tiene efectos similares a los que provocaría una carga positiva. A las vacantes así producidas se las llama huecos con carga positiva.

La **energía mínima necesaria para romper un enlace** y generar un par electrón-hueco **es una cantidad constante, característica del material semiconductor**, que se denomina energía de enlace. Para el **silicio**, la energía necesaria para generar un par electrón-hueco es **1,12 eV**.

saber más

Un electrónvoltio - eV- es la cantidad de energía que adquiere un electrón cuando atraviesa un potencial de un voltio en el vacío.

La luz solar está formada por **fotones** que se pueden definir como partículas sin masa con una determinada cantidad de energía. Las diferentes energías de los fotones corresponden a las diferentes longitudes de onda que componen el **espectro electromagnético** solar (véase la figura 1.16 del apartado 5). El espectro visible se sitúa entre 1,6 y 3,1 eV, a partir de 3,1 eV se encuentra el ultravioleta (UV) y por debajo de 1,6 eV tenemos el infrarrojo (IR).

Cuando un fotón incide sobre un semiconductor, si tiene suficiente energía, genera un par electrón-hueco. Si su energía es inferior a la energía de enlace del material, lo atravesará sin producir ningún efecto. Por ejemplo, en el silicio, los fotones con longitudes de onda superiores a 1.100 nm, que tienen una energía inferior a 1,12 eV, no pueden producir pares electrón-hueco.

caso **práctico** inicial

Aquí se explica el efecto fotovoltaico que es el principio de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos.

Los electrones y huecos que se generan al iluminar un semiconductor se mueven por su interior aleatoriamente, cada vez que un electrón encuentra un hueco, lo ocupa y libera la energía adquirida previamente en forma de calor, esto se llama recombinación de un par electrón-hueco. Este proceso no tiene ninguna utilidad si no se **consigue separar los electrones y los huecos** de manera que se agrupen en diferentes zonas para formar un **campo eléctrico**, de forma que el semiconductor se comporte como un **generador eléctrico**. Si de alguna forma se consigue mantener esta separación y se mantiene constante la iluminación aparece una diferencia de potencial. **Esta conversión de luz en diferencia de potencial recibe el nombre de efecto fotovoltaico**. Para conseguir la separación de electrones y huecos se utiliza una unión de **semiconductores** P y N.

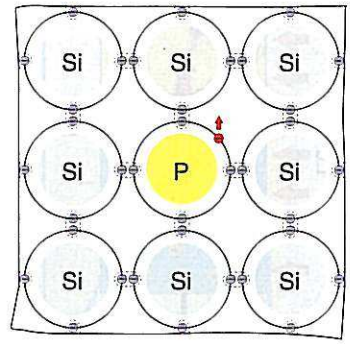
7. Semiconductores P y N

Para mejorar la conductividad eléctrica de los semiconductores se utilizan impurezas añadidas voluntariamente, operación denominada dopado, que pueden ser de dos tipos:

a) **Impurezas pentavalentes**. Son elementos cuyos átomos tienen cinco electrones de valencia en su orbital externo. Entre ellos se encuentran el fósforo, el antimonio y el arsénico.

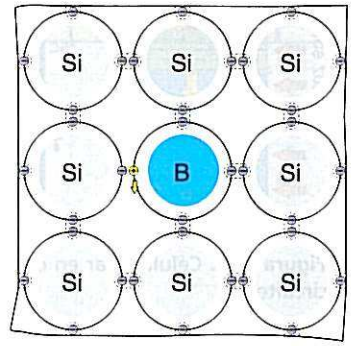
b) **Impurezas trivalentes**. Son elementos cuyos átomos tienen tres electrones de valencia en su orbital externo. Entre ellos se encuentran el boro, el galio y el indio.

Cuando un elemento con cinco electrones de valencia (figura 1.21) entra en la red cristalina del silicio, se completan los cuatro electrones de valencia que se precisan para llegar al equilibrio quedando un quinto electrón libre que se convierte en portador de carga, aumentando su conductividad eléctrica. Un semiconductor dopado con impurezas pentavalentes se dice que es de tipo N por ser negativa la carga de los portadores añadidos.



↑ **Figura 1.21.** Silicio con impureza pentavalente (fósforo). Semiconductor tipo N.

En cambio, si se introduce una impureza trivalente en la red cristalina del silicio (figura 1.22) se forman tres enlaces covalentes con tres átomos de silicio vecinos, quedando un cuarto átomo de silicio con un electrón sin enlazar, provocando un hueco en la red cristalina. Los huecos originados son portadores de carga para el paso de la corriente eléctrica formada por electrones que son transportados de hueco en hueco. El **hueco** se comporta como una carga positiva que solo se puede mover por el interior del semiconductor. Un semiconductor dopado con impurezas trivalentes se dice que es de tipo P por ser positiva la carga de los portadores añadidos.



↑ **Figura 1.22.** Silicio con impureza trivalente (boro). Semiconductor tipo P.

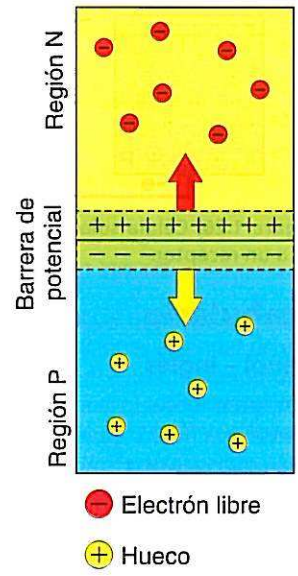
Unión PN

Cuando a un material semiconductor se le añaden impurezas tipo P por un lado e impurezas tipo N por otro, se forma una unión PN con dos regiones, una N y otra P separadas (figura 1.23).

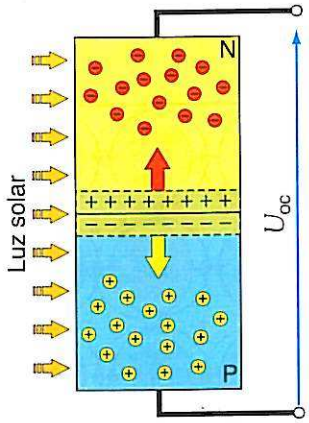
Por la atracción entre cargas positivas y negativas, los electrones libres de la región N más próximos a la región P se difunden en esta, produciéndose la recombinación con los huecos más próximos de dicha región. En la región N se crean iones positivos y en la región P se crean iones negativos.

Por el hecho de formar parte de una red cristalina, los iones mencionados no se pueden mover y por lo tanto no son libres para recombinarse. Esta distribución de cargas en la unión establece un campo eléctrico o «barrera de potencial» que impide el paso del resto de electrones de la región N a la región P, deteniendo la difusión y manteniendo separados a los portadores de carga de cada región.

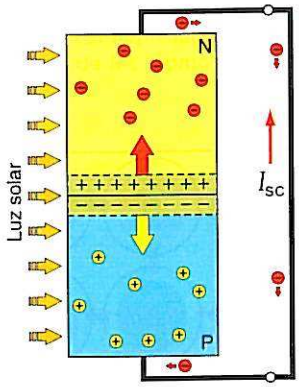
Una unión PN no conectada a un circuito exterior queda **bloqueada** y en **equilibrio electrónico** a temperatura constante.



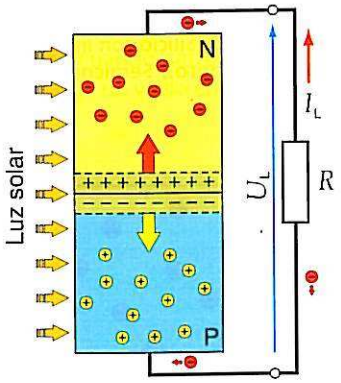
↑ **Figura 1.23.** Unión PN.



↑ **Figura 1.24.** Célula solar en circuito abierto.



↑ **Figura 1.25.** Célula solar en cortocircuito.



↑ **Figura 1.26.** Célula solar conectada a un receptor.

vocabulario

Español – Inglés

Efecto fotovoltaico: *photovoltaic effect.*

Célula solar: *solar cell.*

Tensión de circuito abierto: *open-circuit voltage.*

Corriente de cortocircuito: *short-circuit current.*

8. Célula solar

Una célula solar básica es una unión PN con un contacto en la región P y otro en la región N que permiten el conexionado con un circuito eléctrico.

Si se ilumina la célula, a los electrones y huecos generados los separa la **barrera de potencial** de la unión PN, acumulando huecos en la región P y electrones en la región N (figura 1.24). La **acumulación de cargas produce** una **diferencia de potencial, que aumenta cuando aumenta la iluminación**. Esta diferencia de potencial se opone a la generada por la barrera de potencial de la unión PN, empujando a los electrones hacia la región P y a los huecos hacia la región N, recombinando los pares electrón-hueco generados. Por lo tanto, **la acumulación de electrones y huecos tendrá un límite**, que dependerá de la dificultad de las cargas para encontrarse de nuevo en el interior del semiconductor. La diferencia de potencial que se alcanza recibe el nombre de **tensión de circuito abierto**, U_{oc}.

Si **cortocircuitamos** la célula (figura 1.25) uniendo las regiones P y N con un conductor exterior de resistencia nula, los electrones de la región N se desplazan a través del conductor y se recombinan con los huecos de la zona P. La corriente que circulará por el conductor se mantendrá mientras que esté iluminado, siendo esta corriente proporcional a dicha iluminación. Esta corriente recibe el nombre de **corriente de cortocircuito**, I_{sc}.

Si se conecta un receptor en el circuito exterior (figura 1.26) la resistencia de dicho receptor condicionará la diferencia de potencial generada por la célula. De las cargas generadas por la iluminación de la unión PN, una parte circulará por el receptor produciendo un trabajo y otra se recombinará en el interior de la célula produciendo calor. La diferencia de potencial en el receptor será el producto de la intensidad producida por la célula, por la resistencia del receptor. Si la resistencia es muy grande, habrá una acumulación mayor de portadores en la unión PN, aumentando la diferencia de potencial sobre la resistencia e incrementando la recombinación de portadores en la célula. Si la resistencia es pequeña, la mayoría de los portadores circularán por el circuito exterior, reduciendo la acumulación de portadores en la unión PN y disminuyendo la diferencia de potencial sobre la resistencia.

Se cumple siempre que la intensidad I_L y la tensión U_L en el receptor son inferiores a la intensidad de cortocircuito I_{sc} y a la tensión de circuito abierto U_{oc}, respectivamente.

8.1. Característica *i-u*

La figura 1.27 representa las características *i–u* y *p–u* de una célula solar con irradiancia y temperatura constantes. Sobre la característica *i–u* se sitúa el punto de trabajo de la célula, por ejemplo el punto B, donde la corriente aportada por la célula I_L y la resistencia R del receptor, fijan el valor de la tensión U_L, de acuerdo con la ley de Ohm:

[8] $U_L = I_L \cdot R$

R: resistencia del receptor (Ω)

I_L: intensidad suministrada por la célula (A)

U_L: tensión en el receptor conectado a la célula (V)

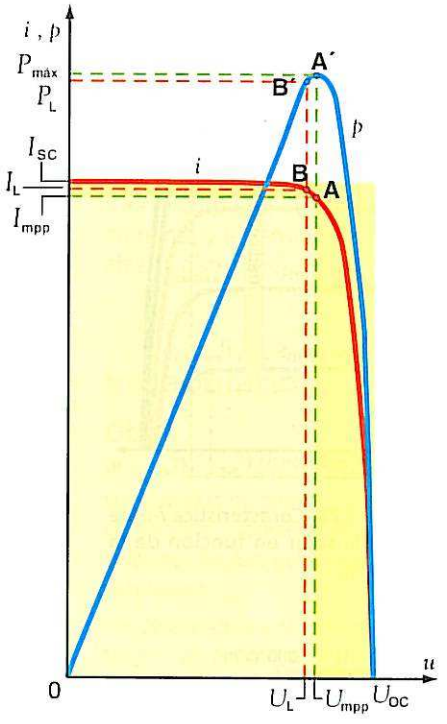
Es importante resaltar que es el valor de esta resistencia R y el valor de la corriente de la célula I_L los que imponen el punto de trabajo de dicha célula.

La potencia P_L entregada por la célula se representa en la característica p–u por el punto B' y tiene como valor:

P_L: potencia entregada por la célula (W)

[9] $P_L = U_L \cdot I_L$ I_L: intensidad suministrada por la célula (A)

U_L: tensión en el receptor conectado a la célula (V)



↑ **Figura 1.27.** Características *i-u* y *p-u* de una célula solar.

8.2. Potencia máxima y eficiencia

Potencia máxima. Punto de la característica i–u en el que la potencia entregada por la célula es máxima. Este punto, representado por A en la figura 1.27, tiene su correspondiente punto A' en la característica p–u de la célula. Se cumple que:

$P_{máx}$: potencia máxima de la célula(W)

[10] $P_{máx} = U_{mpp} \cdot I_{mpp}$ I_{mpp}: intensidad máxima de la célula (A)

U_{mpp}: tensión máxima de la célula (V)

Este producto es la potencia máxima que la célula es capaz de suministrar a un receptor, está representado en la figura 1.27 por el área del rectángulo sombreado con vértice en A y siempre es inferior al área del rectángulo representado por la corriente de cortocircuito I_{sc} y la tensión de circuito abierto U_{oc}. El cociente entre ambas áreas se denomina **factor de forma** (FF):

FF: factor de forma, sin unidades.

[11] $FF = \dfrac{U_{mpp} \cdot I_{mpp}}{U_{oc} \cdot I_{sc}} = \dfrac{P_{máx}}{U_{oc} \cdot I_{sc}}$ $P_{máx}$: potencia máxima (W)

I_{sc}: intensidad de cortocircuito (A)

U_{oc}: tensión de circuito abierto (V)

El factor de forma FF siempre es inferior a la unidad. Es un indicador de la calidad de la célula que será mejor cuanto más cerca esté FF de la unidad.

Eficiencia. También denominada rendimiento de conversión, η, indica el porcentaje de energía solar recibida sobre la superficie de la célula que se convierte en energía eléctrica. Se calcula con el cociente entre la potencia eléctrica máxima, $P_{máx}$, y el producto del área superficial de la célula, A_c, por la irradiancia incidente G en condiciones estandar de medida (CEM):

η: eficiencia o rendimiento de conversión (%)

[12] $\eta = \dfrac{P_{máx}}{G \cdot A_c} \cdot 100$ $P_{máx}$: potencia máxima (W)

G: irradiancia en condiciones CEM (1.000 W/m^2)

A_c: área superficial de la célula (m^2)

EJEMPLO

¿Qué eficiencia de conversión tiene una célula solar que tiene una superficie de 120 cm^2 y proporciona 1,9 W en su punto de máxima potencia?

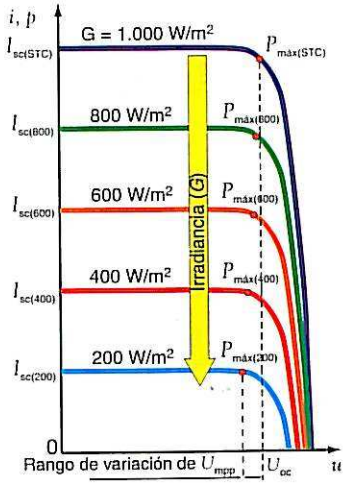
Solución:

Aplicamos la expresión anterior, sabiendo que en condiciones estandar de medida (CEM), la irradiancia vale 1.000 W/m^2.

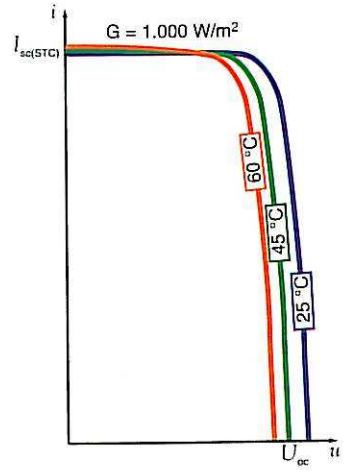
$$\eta = \frac{P_{máx}}{G \cdot A_c} \cdot 100 = \frac{1{,}9}{1.000 \cdot 120 \cdot 10^{-4}} \cdot 100 = 15{,}8\%$$

saber más

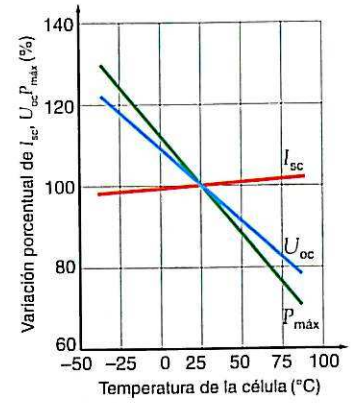
La **potencia máxima** especificada en condiciones estándar de medida (CEM – STC: Standard Test Conditions) que son: temperatura de la célula 25 °C e irradiancia 1.000 W/m^2 con espectro AM1,5, también se denomina **potencia de pico** de la célula.



↑ **Figura 1.28.** Característica *i-u* de una célula solar en función de la irradiancia.



↑ **Figura 1.29.** Característica *i-u* de una célula solar en función de la temperatura de la célula.



↑ **Figura 1.30.** Variación porcentual de la tensión de circuito abierto, la intensidad de cortocircuito y la potencia máxima de una célula solar con la temperatura.

8.3. Efectos de la irradiancia y la temperatura

Las condiciones de funcionamiento de una célula solar en aplicaciones terrestres son variables, con valores de irradiancia que normalmente van de 0 a 1.000 W/m^2 y soportando temperaturas de trabajo que pueden alcanzar 50 °C por encima de la temperatura ambiente. Es importante conocer cómo afectan estas condiciones de trabajo al comportamiento de la célula solar.

La figura 1.28 muestra el efecto de la irradiancia en la característica *i–u* de una célula solar. Como se puede ver, la intensidad de cortocircuito, I_{sc}, varía con la irradiancia, siendo esta variación lineal, de acuerdo con la expresión:

$$[13]\quad I_{sc(G)} = G \cdot \frac{I_{sc(CEM)}}{1.000}$$

$I_{sc(G)}$: intensidad de cortocircuito para una irradiación G (A)

$I_{sc(STC)}$: intensidad de cortocircuito en condiciones CEM (A)

G: irradiancia (W/m^2)

La tensión de circuito abierto, U_{oc}, varía muy poco con la irradiancia, como se puede ver en la figura 1.28, los valores de U_{oc} para diferentes irradiancias se agrupan en una zona muy pequeña sobre el eje de abscisas, por lo tanto, a efectos prácticos, se puede considerar como constante.

La potencia eléctrica de una célula solar será mayor o menor en función de la irradiancia de la radiación solar. La figura 1.28 tiene marcados los puntos de funcionamiento de máxima potencia , $P_{máx}$, para cada valor de irradiancia.

La figura 1.29 muestra el efecto de la temperatura de la célula sobre la característica *i–u*. Se puede ver que **la tensión de circuito abierto disminuye cuando aumenta la temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura**, aunque la variación es muy pequeña y a efectos prácticos se considera constante. Es evidente que si la tensión de la célula disminuye cuando aumenta la temperatura y la intensidad prácticamente se mantiene constante, la **potencia entregada por la célula**, producto de la tensión por la intensidad, **disminuirá cuando aumente la temperatura.**

La figura 1.30 muestra la variación porcentual con la temperatura de la tensión de circuito abierto, la intensidad de cortocircuito y la potencia máxima de una célula solar. Se aprecia que la potencia máxima es inferior al 90 % con temperaturas de la célula próximas a 50 °C, valor que se puede alcanzar con una temperatura ambiente de 30 °C. La temperatura de una célula, que forma parte de un módulo fotovoltaico, alcanza unos 20 °C por encima de la temperatura ambiente, pero en condiciones de mala disipación del calor, como las que se dan cuando los módulos que contienen las células se integran en fachadas, la temperatura de la célula puede alcanzar valores superiores a 75 °C que reduce la potencia por debajo del 80 %.

La temperatura de trabajo de una célula solar depende de la temperatura ambiente y de la irradiancia. Aproximadamente se calcula con la fórmula:

$$[14]\quad T_c = T_a + G \cdot \frac{TONC - 20}{800}$$

T_c: temperatura de trabajo de la célula (°C)

T_a: temperatura ambiente (°C)

$TONC$: temperatura de operación nominal de la célula (°C)

G: irradiancia (W/m^2)

El valor de la **temperatura de operación nominal de la célula** (*TONC*) es un parámetro que se obtiene de las hojas de características de los módulos fotovoltaicos, toma valores que van de 43 a 49 °C y si no se dispone de él se puede tomar 45 °C como un valor razonable.

EJEMPLO

Determinar la temperatura de una célula solar cuando está a una temperatura ambiente de 25 °C y recibe una irradiancia de 1.000 W / m².

Solución:

En ausencia de datos para la temperatura de operación nominal de la célula (TONC) tomamos 45 °C. La temperatura de la célula será:

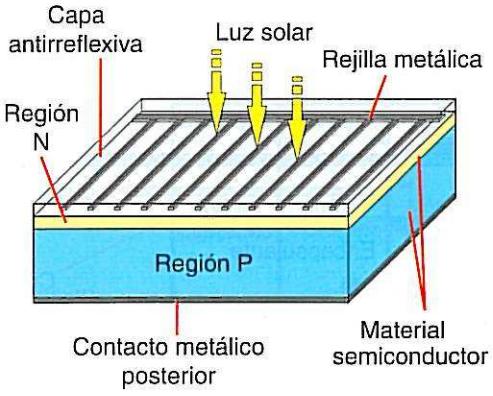
$$T_c = T_a + G \cdot \frac{TONC - 20}{800} = 25 + 1.000 \cdot \frac{45 - 20}{800} = 56{,}25\ °C$$

8.4. Constitución de una célula solar

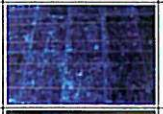
Una célula solar convencional (figura 1.31) está construida a partir de una oblea de material semiconductor como el silicio, de un espesor aproximado de entre 100 y 500 µm, en la que se ha difundido boro (impureza trivalente, región P) y sobre la que se difunde una capa muy fina, de 0,2 a 0,5 µm, de fósforo (impureza pentavalente, región N), para obtener una unión PN.

Para aumentar el rendimiento de la célula, la cara que va a recibir la luz solar se somete a un proceso, denominado **texturización**, que crea micropirámides superficiales para reducir la reflexión en la superficie de la célula. Sobre esta superficie se dispone una rejilla metálica que proporciona una buena conexión eléctrica dejando al descubierto la mayor cantidad posible de superficie receptora de la luz solar. Esto se consigue disponiendo láminas metálicas en forma de peine, muy finas, con anchuras que van de 20 a 150 mm según la técnica de implantación utilizada. La rejilla descrita es el terminal negativo de la célula, el terminal positivo se consigue con la metalización de la cara posterior. La célula se completa depositando una capa antirreflexiva en la cara frontal que facilita la absorción de fotones.

La tabla 1.4 muestra los tipos de células solares que se utilizan en la mayoría de las aplicaciones actuales, clasificados en función del material y la tecnología utilizados en su construcción.



↑ **Figura 1.31.** Estructura básica de una célula solar.

Tipo de célula	Eficiencia	Aspecto	Características
Silicio monocristalino	15...18 %		Estructura cristalina uniforme. Se fabrica en lingotes cilíndricos de gran pureza que se cortan en obleas. Se gasta mucha energía en su construcción. Es el primer material en utilizarse industrialmente.
Silicio policristalino	12...14 %		Estructura cristalina no uniforme. Se fabrica en moldes rectangulares. Menor coste que el silicio monocristalino.
Silicio amorfo	6...9 %		Estructura no cristalina. Su potencia se degrada con el tiempo de utilización. Se puede depositar como una capa muy fina en muchos tipos de soportes, incluso flexibles. Bajo coste de fabricación.

↑ **Tabla 1.4.** Tipos más utilizados de células solares.

saber más

En una célula solar de silicio típica, la corriente de cortocircuito varía 0,63 mA / °C y la tensión de circuito abierto varía –2,3 mV / °C, es decir, cuando aumenta la temperatura la corriente de cortocircuito aumenta y la tensión de circuito abierto disminuye.

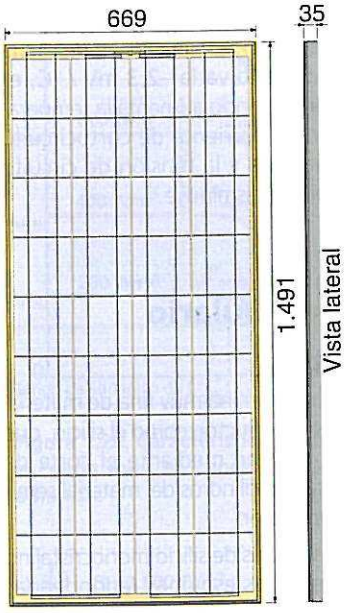
vocabulario

Oblea

Es una lámina muy fina de material semiconductor, como el silicio, que se obtiene mediante el corte de grandes cilindros del material semiconductor.

Las células de silicio monocristalino tienen las esquinas redondeadas (véase la tabla 1.4) porque se cortan a partir de una oblea.

9. Módulos fotovoltaicos



↑ **Figura 1.32.** Vista frontal y lateral de un módulo fotovoltaico de 130 W, con células de silicio policristalino.

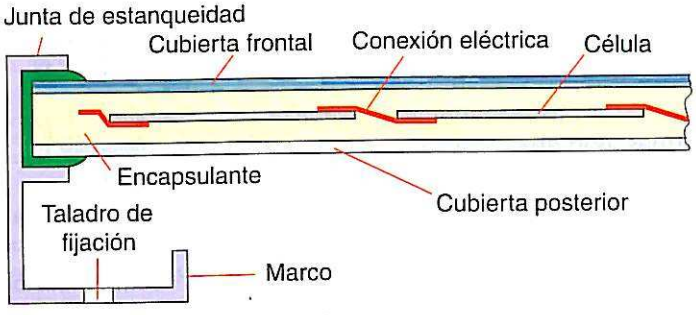
Una célula solar típica con una superficie de 100 cm^2 produce 1,5 W aproximadamente, con una tensión de 0,5 V y una corriente de 3 A. Estos valores de tensión y corriente no son adecuados para casi ninguna aplicación y es necesario agrupar varias células para conseguir niveles de tensión y corriente útiles.

La mayoría de los módulos fotovoltaicos tienen entre 36 y 96 células conectadas en serie. En algunos casos pueden incluir la conexión en paralelo de grupos de células conectadas en serie. Además, hay que proporcionar al conjunto de células una protección frente a los agentes atmosféricos, un aislamiento eléctrico adecuado y una consistencia mecánica que permita su manipulación práctica. Al conjunto de células solares agrupadas en las condiciones descritas se le denomina módulo fotovoltaico.

9.1. Estructura de un módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico (figuras 1.32 y 1.33) está compuesto por:

- **Cubierta frontal.** Suele ser de vidrio templado de entre 3 y 4 mm de espesor, con muy buena transmisión de la radiación solar, proporciona protección contra los agentes atmosféricos y los impactos (granizo, actos vandálicos, etc.). La superficie exterior del vidrio es antirreflexiva y está tratada para impedir la retención del polvo y la suciedad. La superficie interior generalmente es rugosa, lo que permite una buena adherencia con el encapsulante de las células, además de facilitar la penetración de la radiación solar.

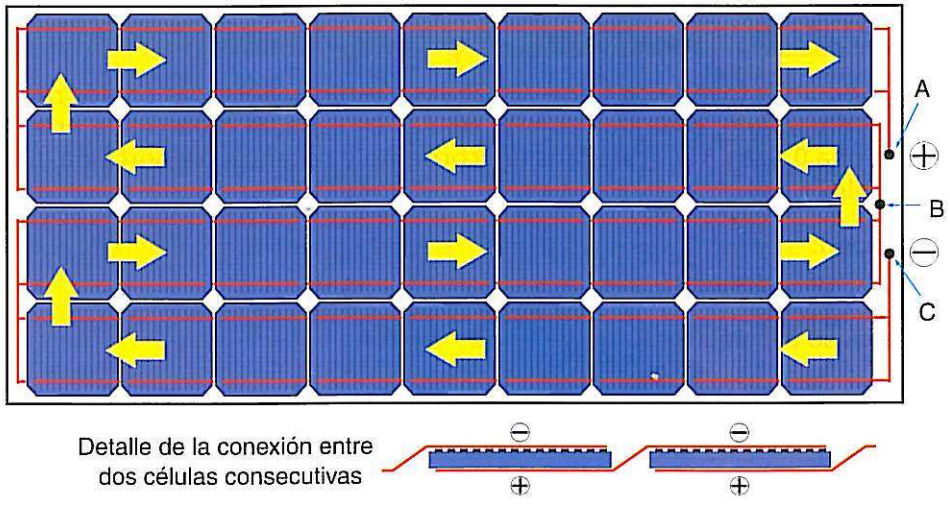


↑ **Figura 1.33.** Detalle seccionado de la estructura de un módulo fotovoltaico.

- **Encapsulante.** En la mayoría de los módulos se emplea etil-vinil-acetato (EVA). En contacto directo con las células, protege las conexiones entre las mismas y aporta resistencia contra vibraciones e impactos. Además proporciona el acoplamiento con la cubierta frontal y la protección posterior. Al igual que la cubierta frontal, permite la transmisión de la radiación solar y no se degrada con la radiación ultravioleta.
- **Cubierta posterior.** Se utiliza una capa de polivinilo fluoruro (PVF, comercialmente denominado TEDLAR) o de poliéster. Junto con la cubierta frontal, protege al módulo de la humedad y otros agentes atmosféricos y lo aísla eléctricamente. De naturaleza opaca, es habitual que sea de color blanco para reflejar la luz solar que no recogen las células sobre la cara posterior rugosa de la cubierta frontal, que la refleja de nuevo hacia las células. Algunos fabricantes ponen esta cubierta de vidrio para aprovechar la radiación solar reflejada que puede recogerse por la parte posterior del módulo. Para ello las células solares incluyen capas de silicio amorfo que recoge esta radiación.
- **Marco.** La mayoría de los fabricantes utilizan aluminio anodizado. Proporciona rigidez y resistencia mecánica al módulo, además de un sistema de fijación. Puede incorporar una conexión para la toma de tierra. Nunca se debe mecanizar, porque las vibraciones pueden romper el cristal de la cubierta frontal.
- **Conexiones.** Situadas en la parte posterior del módulo, habitualmente consiste en una caja (figura 1.34) con una protección recomendada contra el polvo y

el agua IP-65, fabricada con materiales plásticos resistentes a las temperaturas elevadas, que en su interior incorpora los bornes de conexión positivo y negativo del módulo y los diodos de paso (diodos *by-pass*). El uso de prensaestopas para el paso de cables mantiene la protección contra el polvo y el agua. Otra forma de conexionado se puede ver en la figura 1.35, el fabricante suministra el módulo fotovoltaico con dos cables, finalizados con conectores, diferentes para el positivo y negativo, con la longitud suficiente para permitir una rápida conexión serie entre paneles consecutivos.

- **Células.** El conexionado de las células de un módulo fotovoltaico se realiza con cintas metálicas soldadas o incrustadas sobre la rejilla de conexión eléctrica de la cara frontal de cada célula. La interconexión entre células (figura 1.36) se realiza uniendo las cintas de la cara frontal (negativo) de una célula con la cara posterior (positivo) de la célula siguiente.



↑ **Figura 1.36.** Conexionado de las células de un módulo fotovoltaico de silicio monocristalino. Se indica el sentido de circulación de la corriente.

La figura 1.36 muestra el conexionado de un módulo de 36 células conectadas en serie. El principio y el final de la cadena de células en serie finaliza en los puntos A y C que representan los terminales positivo y negativo de la caja de conexiones situada en la parte posterior del módulo. El punto B representa al terminal que permite la conexión de los diodos de paso, también situados en la caja de conexiones (figura 1.34) y cuya función se explica más adelante en esta unidad. El esquema eléctrico resultante se puede ver en la figura 1.37.

9.2. Parámetros característicos de un módulo fotovoltaico

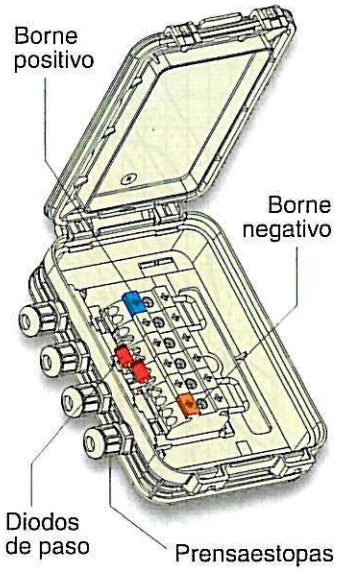
Un módulo fotovoltaico está constituido por varias células solares conectadas eléctricamente entre sí. Si todas las células son iguales y trabajan en las mismas condiciones de irradiación y temperatura, la tensión, intensidad y potencia que puede proporcionar un módulo fotovoltaico cumplen las siguientes relaciones:

[15] $U_M = N_s \cdot U_C$

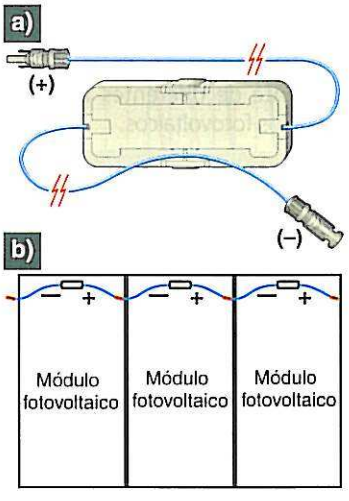
U_M: tensión del módulo (V)

U_C: tensión de una célula solar (V)

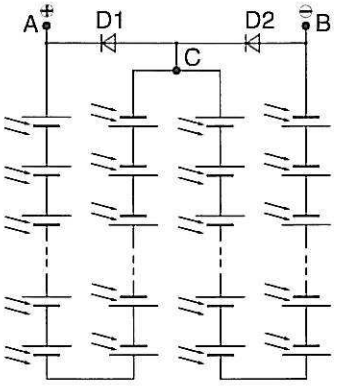
N_s: número de células asociadas en serie



↑ **Figura 1.34.** Caja de conexiones de un módulo fotovoltaico.



↑ **Figura 1.35.** Sistema de conexión con conectores. a) Detalle de la caja y los cables. b) Conexionado de módulos en serie.



↑ **Figura 1.37.** Esquema eléctrico de un módulo fotovoltaico con sus células en serie (véase epígrafe 9.6).

[16] $I_M = N_p \cdot I_C$

I_M: intensidad del módulo (A)
I_C: intensidad de una célula solar (A)
N_P: número de células/ramas en paralelo

[17] $P_M = N_s \cdot N_p \cdot P_C$

P_M: potencia del módulo (W)
P_C: potencia de una célula solar (W)
N_s: número de células asociadas en serie
N_p: número de células/ramas en paralelo

Como se puede deducir de las expresiones anteriores, **los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico tienen una relación directa con los parámetros eléctricos de sus células y con la cantidad y el conexionado serie-paralelo de las mismas.**

caso **práctico** inicial

Ejemplo de valores de tensión y corriente que proporciona un módulo fotovoltaico.

En la tabla 1.5 del apartado Mundo Técnico al final de la unidad se pueden ver valores de tensión y corriente de diferentes tipos de módulos fotovoltaicos.

EJEMPLO

Un módulo fotovoltaico tiene 72 células y están conectadas en dos ramas en paralelo, cada una con 36 células en serie. Si cada célula proporciona 0,5 V y 3 A, ¿qué tensión, corriente y potencia proporciona el módulo?

Solución:

Tensión del módulo: $U_M = N_s \cdot U_C = 36 \cdot 0{,}5 = 18$ V

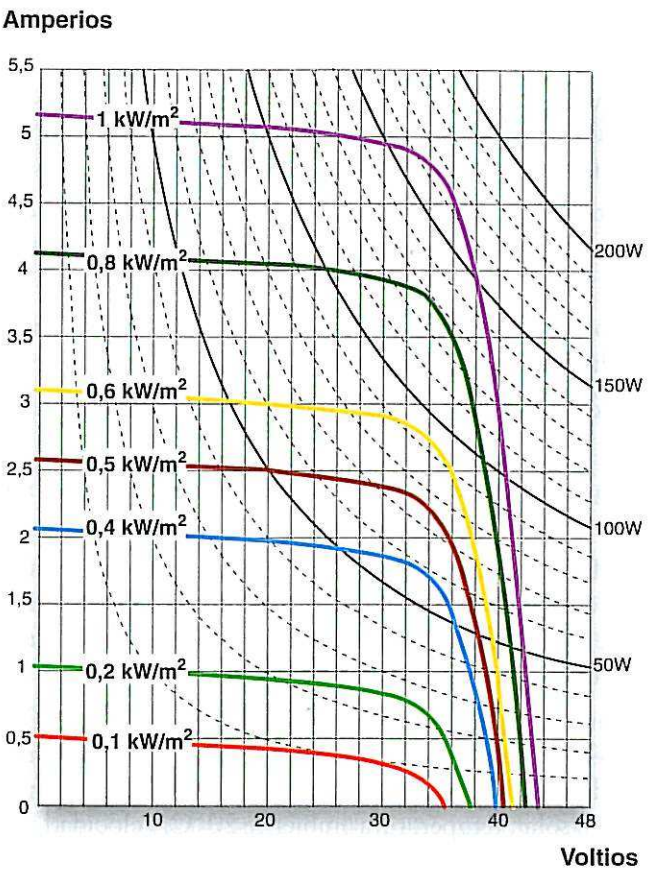
Intensidad del módulo: $I_M = N_p \cdot I_C = 2 \cdot 3 = 6$ A

Potencia de una célula: $P_C = U_C \cdot I_C = 0{,}5 \cdot 3 = 1{,}5$ W

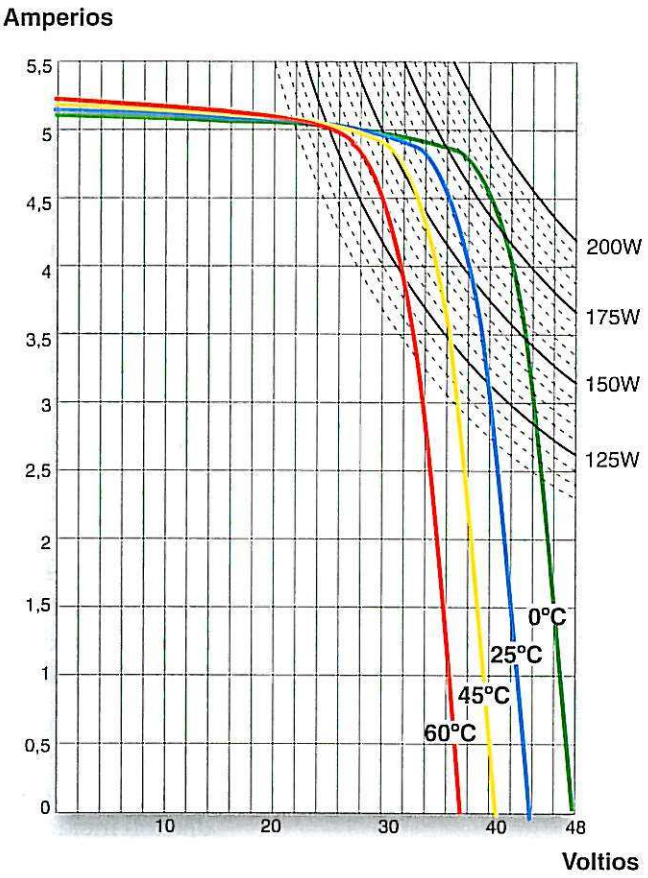
Potencia del módulo: $P_M = N_s \cdot N_p \cdot P_C = 36 \cdot 2 \cdot 1{,}5 = 108$ W

Todo lo anterior nos lleva a establecer que las **características *i–u* y *p–u*** de un módulo son proporcionales a las de sus células solares y las conclusiones obtenidas para una célula solar son válidas también **para un módulo**:

- El **punto de trabajo** en la característica *i–u* del módulo lo fijan la resistencia R de la carga conectada y la corriente I_M aportada por el módulo que depende de la radiación solar. La tensión U_M proporcionada por el módulo se obtiene aplicando la ley de Ohm: $U_M = I_M \cdot R$.
- Hay un punto en la característica *i–u*, de valores U_{mpp} e I_{mpp}, en el que la potencia entregada por el módulo es máxima. Se cumple que: $P_{máx} = U_{mpp} \cdot I_{mpp}$. Este producto es la **potencia máxima** que el módulo es capaz de suministrar a un receptor. Es la potencia que se usa en los cálculos (ver epígrafes 9.3 y 9.4).
- La **intensidad de la corriente** que proporciona un módulo fotovoltaico es proporcional a la irradiancia de la radiación solar y aunque se cortocircuite no puede sobrepasar el valor de la corriente de cortocircuito I_{sc}.
- Los **efectos de la temperatura** en las características del módulo son similares a los de una célula:
  - La tensión de circuito abierto disminuye al aumentar la temperatura.
  - La intensidad de cortocircuito aumenta al aumentar la temperatura.
  - La potencia del módulo disminuye al aumentar la temperatura.



↑ **Figura 1.38.** Característica *i–u* en función de la irradiancia en condiciones AM1,5 y 25 °C de temperatura ambiente.



↑ **Figura 1.39.** Característica *i–u* con irradiancia de 1000 W/m² en condiciones AM1,5 para diferentes temperaturas de las células.

Las figuras 1.38 y 1.39 muestran las características de un módulo fotovoltaico publicadas por el fabricante. La figura 1.38 es la característica *i–u* en función de la irradiancia de un módulo fotovoltaico donde cada curva representa a la relación entre tensión e intensidad para valores de irradiancia que van de 1 kW/m² hasta 0,1 kW/m².

También hay una escala de potencias que permite hacerse una idea del valor de la potencia producida por el módulo en función de la irradiancia. Si se compara esta figura con la figura 1.28 que corresponde a la característica *i–u* de una célula solar se puede apreciar la semejanza.

La figura 1.39 muestra la característica *i–u* en función de la temperatura de un módulo fotovoltaico donde también se puede apreciar que es semejante a la característica *i–u* en función de la temperatura de una célula mostrada en la figura 1.29.

9.3. Hojas de datos del fabricante

Las hojas de datos de un módulo fotovoltaico deben incluir información de un conjunto de parámetros característicos de acuerdo con las normas [UNE-EN50380:2003. Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos].

caso **práctico** inicial

Aquí se describen los parámetros más importantes de un módulo fotovoltaico.

Los parámetros de funcionamiento eléctrico que deben aparecer en las hojas de datos son:

- **Potencia eléctrica máxima ($P_{máx}$)**: potencia correspondiente al punto de la característica intensidad-tensión (i–u) donde el producto de la intensidad por la tensión es máximo. También se denomina **potencia de pico**.
- **Tensión en circuito abierto (U_{oc})**: tensión de salida de un módulo fotovoltaico en circuito abierto (sin carga) a una irradiancia y temperatura determinadas.
- **Intensidad de cortocircuito (I_{sc})**: intensidad de salida de módulo fotovoltaico en cortocircuito a una irradiancia y temperatura determinadas.
- **Tensión en el punto de máxima potencia (U_{mpp})**: tensión correspondiente a la potencia máxima.

Estos parámetros **se tienen que especificar en dos condiciones** de funcionamiento:

- Condiciones Estandar de Medida (CEM – Standard Test Conditions – STC) que corresponden a una irradiancia en el plano del módulo de 1.000 W/m^2, temperatura del módulo de 25±2 °C y una distribución espectral de la irradiancia de acuerdo con el factor de masa de aire AM 1,5.
- Condiciones de Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC – Nominal Operating Cell Temperature – NOCT) que corresponden a una irradiancia en el plano del módulo de 800 W/m^2, con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar, temperatura ambiente 20 °C, velocidad del viento de 1 m/s y funcionamiento en circuito abierto.

vocabulario

Español – Inglés

Potencia máxima: *maximum power.*

Tensión en el punto de máxima potencia: *voltage at point of maximum power.*

Coeficiente intensidad-temperatura: *temperature coefficient–short-circuit current.*

Coeficiente tensión-temperatura: *temperature coefficient–open-circuit voltage.*

Los parámetros térmicos de funcionamiento que deben aparecer en las hojas de datos son:

- **Temperatura de operación nominal de la célula** (TONC): temperatura media de equilibrio de las células de un módulo en condiciones ambientales de referencia de 800 W/m^2 de irradiancia, 20 °C de temperatura ambiente, 1 m/s de velocidad del viento, módulo en circuito abierto y soporte abierto con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar.
- **Coeficientes de temperatura:**
  - **Coeficiente intensidad-temperatura (α)**: variación de la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Se especifica en valor absoluto en mA/°C o en valor relativo como %/°C.
  - **Coeficiente tensión-temperatura (β)**: variación de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Se especifica en valor absoluto en mV/°C o en valor relativo como %/°C.

    Los coeficientes de temperatura ayudan a determinar el valor de los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico en condiciones de temperatura distintas a las de los ensayos normalizados. Algunos fabricantes ofrecen en sus hojas de datos el **coeficiente potencia-temperatura** (δ) que indica la variación de la potencia máxima de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Si se especifica en valor absoluto se da en W/°C y si se especifica en valor relativo se da como %/°C. Este parámetro no lo incluye la norma UNE-EN50380:2003.

EJEMPLOS

■ **Calcular la tensión en circuito abierto de un módulo fotovoltaico con un coeficiente de tensión-temperatura β = –0,34 %/°C y una tensión de circuito abierto de 44 V a 25 °C, si la temperatura de las células es de –5 °C.**

Solución:

Como el coeficiente de tensión-temperatura está especificado en valor relativo lo convertimos a valor absoluto:

$$\beta = \frac{\beta(\%)}{100} \cdot U_{oc} = \frac{-0,34}{100} \cdot 44 = 0,1496 \approx -0,15 \text{ V/°C}$$

Valor de la tensión de circuito abierto a –5 °C:

$$U_{oc(-5°C)} = U_{oc} + \beta \cdot (T - 25) = 44 + (-0,15) \cdot (-5 - 25) = 44 + 4,5 = 48,5 \text{ V}$$

■ **Calcular la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico anterior si tiene un coeficiente intensidad-temperatura α = 3,5 mA/°C y una intensidad de cortocircuito de 5,8 A a 25 °C si la temperatura de las células es de 55 °C.**

Solución:

El coeficiente de intensidad-temperatura está especificado en valor absoluto, luego lo aplicamos directamente:

$$I_{sc(55°C)} = I_{sc} + \alpha \cdot (T - 25) = 5,8 + (3,5 \cdot 10^{-3}) \cdot (55 - 25) = 5,8 + 0,105 = 5,9 \text{ A}$$

9.4. Potencia y tolerancias de producción

Los fabricantes clasifican e identifican a los módulos fotovoltaicos por su potencia máxima o de pico que es la que puede generar el módulo en condiciones CEM (STC) trabajando en el punto de máxima potencia en la característica *i–u* del módulo. Estas condiciones se cumplen en contadas ocasiones de modo que la potencia real generada será casi siempre inferior.

Por otro lado, las diferencias propias de los procesos de fabricación hacen que no se produzcan dos paneles fotovoltaicos exactamente iguales y que existan unas tolerancias en los parámetros característicos de cada módulo fabricado.

Finalmente, durante la vida útil de un módulo fotovoltaico que se cifra en torno a 25 años, debido al envejecimiento se produce una disminución de la potencia máxima generada que la mayoría de los fabricantes indican en sus hojas de datos donde suelen garantizar un valor del 90 % de la potencia durante los primeros 10 años y de un 80 % de potencia durante 25 años.

En las hojas de datos de los módulos fotovoltaicos se deben especificar las tolerancias de producción superior e inferior, en tanto por ciento, para una potencia máxima ($P_{máx}$) dada. Esta tolerancia puede ser simétrica $\pm t$ o asimétrica $-t_1 + t_2$. Siempre se deben elegir módulos con la menor tolerancia de producción posible.

EJEMPLO

Un módulo fotovoltaico se clasifica con una potencia nominal ($P_{máx}$) de 80 W en condiciones CEM (STC) y una tolerancia de producción de ±5%. Calcular los valores de potencia más favorable y desfavorable que se pueden obtener del módulo.

Solución:

El valor más desfavorable corresponde a la potencia menor:

$$P_{máx(-)} = P_{máx} \cdot \left[1 - \frac{t(\%)}{100}\right] = 80 \cdot \left[1 - \frac{5}{100}\right] = 76 \text{ W}$$

El valor más favorable corresponde a la potencia mayor:

$$P_{máx(+)} = P_{máx} \cdot \left[1 + \frac{t(\%)}{100}\right] = 80 \cdot \left[1 + \frac{5}{100}\right] = 84 \text{ W}$$

9.5. Otros parámetros

Hay un conjunto de parámetros que son propios de la integración del módulo en un generador fotovoltaico donde queda conectado en serie o en paralelo con otros módulos. Estos parámetros son la tensión máxima del sistema y la corriente inversa límite.

vocabulario

Español – Inglés

Tensión máxima del sistema: *maximum system voltage.*

Corriente inversa límite: *reverse current limit.*

Tensión nominal: *rated voltage.*

- **Tensión máxima del sistema.** Valor de la tensión máxima que puede tener el sistema fotovoltaico en el que se integra el módulo.

  Este parámetro es importante en aquellos generadores fotovoltaicos que funcionan con varios módulos conectados en serie por rama, como sucede en las instalaciones conectadas a la red, donde es muy frecuente utilizar tensiones superiores a 300 V para disminuir la intensidad.

- **Corriente inversa límite.** Es un parámetro de las hojas de datos de un módulo fotovoltaico que representa la capacidad de transporte de la máxima corriente de trabajo del módulo fotovoltaico como corriente inversa con una tensión mayor o igual a la de circuito abierto sin que se produzcan daños permanentes en este.

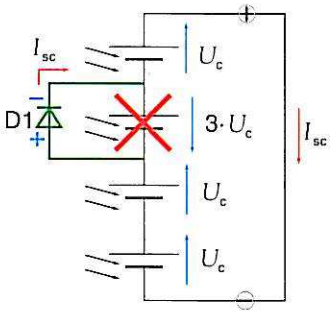
  Una corriente inversa es la que se produce cuando la tensión de trabajo del generador fotovoltaico en el que está integrado el módulo es mayor que su tensión de circuito abierto, momento en el que la corriente, desde el punto de vista del módulo fotovoltaico, cambia de signo y el módulo queda polarizado en inverso trabajando como receptor (véase el efecto del punto caliente en el apartado siguiente).

Un parámetro no normalizado pero que tradicionalmente se incluye en las hojas de datos es la **tensión nominal**. Indica que el módulo es apropiado para un sistema fotovoltaico que dispone de acumuladores con esa tensión nominal.

No se debe confundir con la tensión máxima (U_{mpp}) o con la tensión de circuito abierto (U_{oc}).

9.6. Punto caliente

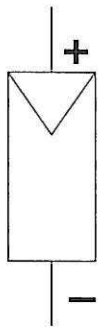
Si en un módulo fotovoltaico con varias células en serie, se produce el **sombreado** de una célula, esta tiende a funcionar como un receptor, disipando potencia. Este efecto se produce cuando la intensidad de funcionamiento del módulo supera a la intensidad de cortocircuito disminuida de la célula sombreada. En esas condiciones **la célula sombreada se encuentra polarizada inversamente y tiene que disipar potencia** provocando su sobrecalentamiento. El efecto recibe el nombre de **punto caliente** debido al calentamiento localizado en la célula o células sombreadas del módulo.



↑ **Figura 1.40.** Efecto del punto caliente y diodo de paso D1.

Para evitar el riesgo de un daño irreversible en el módulo como consecuencia de este calentamiento localizado, se utilizan diodos de paso en paralelo con las células asociadas en serie.

Veamos un ejemplo para ver el efecto que produce el diodo. Tenemos un grupo de cuatro células solares iguales en serie, figura 1.40, con la salida del grupo cortocircuitada, que es el caso más desfavorable, la corriente máxima por el conjunto es la corriente de cortocircuito I_{sc} de una célula. Si se sombrea una célula, pasa a comportarse como un receptor, sometida a la suma de las tensiones producidas por el resto de células, en este caso $3 \cdot U_c$ y disipando la potencia producida por el grupo, $3 \cdot U_c \cdot I_{sc}$. Si ahora conectamos el diodo D1 en paralelo con la célula sombreada, como esta no aporta tensión, queda polarizado en directo por la aplicación de la tensión $3 \cdot U_c$, **cortocircuitando a la célula que protege y desviando la corriente por él.**



↑ **Figura 1.41.** Símbolo eléctrico de un módulo fotovoltaico.

La mayoría de los módulos fotovoltaicos incorporan **diodos de paso por grupos de células** como se puede ver en el esquema de la figura 1.37. Se suele poner un diodo por grupos de células en vez de un diodo por cada célula, que resultaría antieconómico. En caso de **sombreado**, el diodo cortocircuita el grupo de células y el resto del módulo puede seguir generando electricidad.

9.7. Conexionado de módulos fotovoltaicos

caso **práctico** inicial

En este apartado se explica la forma de conectar varios módulos fotovoltaicos.

La intensidad y la tensión de un módulo fotovoltaico no siempre satisfacen los requisitos de tensión e intensidad de un sistema. Es necesario agrupar varios módulos para conseguir valores adecuados, teniendo en cuenta que conectando módulos en serie se aumenta la tensión del sistema y conectando módulos en paralelo se aumenta la intensidad del sistema. Se denomina generador fotovoltaico al conjunto de todos los módulos de un sistema.

Siempre que se agrupan módulos fotovoltaicos se debe cumplir la condición de que sean iguales. Esta igualdad implica que tengan las mismas características y que además sean del mismo fabricante.

Se pueden realizar tres tipos de conexión en función de las necesidades:

- Conexión serie: para elevar la tensión del generador.
- Conexión paralelo: para elevar la intensidad del generador.
- Conexión serie/paralelo: para elevar la tensión y la intensidad del generador.

Conexión de módulos en serie

La **intensidad** del generador es igual a la de un módulo y la tensión del generador es la **tensión** de un módulo por el número de módulos en serie.

[18] $I_G = I_M$

I_G: intensidad del generador (A)

I_M: intensidad de un módulo (A)

[19] $U_G = N_s \cdot U_M$

N_s: número de módulos conectados en serie

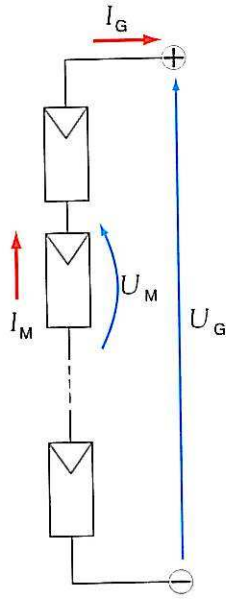
U_G: tensión del generador (V)

U_M: tensión de un módulo (V)

El conexionado en serie de los módulos (figura 1.42) se realiza conectando el terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente módulo. El terminal negativo del primer módulo es el terminal negativo del generador y el terminal positivo del último módulo es el terminal positivo del generador.

saber más

Si no se prevén sombreados sobre al generador fotovoltaico, es preferible **conectar en serie** los módulos. El conexionado es más sencillo y la sección de los conductores es menor (cuanto mayor es la tensión, menor es la intensidad). Si se prevén sombreados o los módulos tienen grandes tolerancias de potencia es preferible **conectarlos en paralelo**.



↑ **Figura 1.42.** Conexión de N_s módulos en serie.

Conexión de módulos en paralelo

La **tensión** del generador es igual a la de un módulo y la intensidad del generador es la **intensidad** de un módulo por el número de módulos en paralelo.

[20] $I_G = N_p \cdot I_M$

I_G: intensidad del generador (A)

I_M: intensidad de un módulo (A)

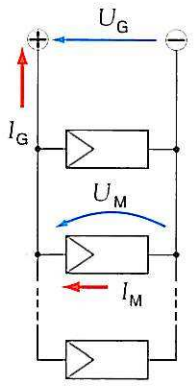
N_p: número de módulos conectados en paralelo

[21] $U_G = U_M$

U_G: tensión del generador (V)

U_M: tensión de un módulo (V)

El conexionado en paralelo de los módulos (figura 1.43) se realiza conectando el terminal positivo de todos los módulos entre sí para formar el terminal positivo del generador y conectando el terminal negativo de todos los módulos entre sí para formar el terminal negativo del generador.



↑ **Figura 1.43.** Conexión de N_p módulos en paralelo.

Conexión de módulos en serie/paralelo

La tensión del generador es la tensión de un módulo por el número de módulos en serie y la intensidad del generador es la intensidad de un módulo por el número de ramas en paralelo. Cada grupo de módulos conectados en serie se denomina rama o cadena.

I_G: intensidad del generador (A)

[22] $I_G = N_p \cdot I_M$ I_M: intensidad de un módulo (A)

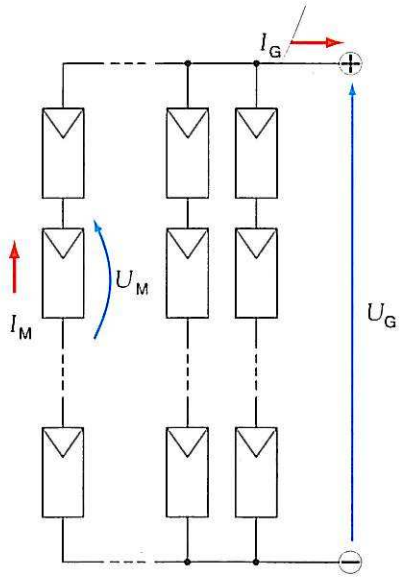
N_p: número de ramas conectadas en paralelo

N_s: número de módulos conectados en serie

[23] $U_G = N_s \cdot U_M$ U_G: tensión del generador (V)

U_M: tensión de un módulo (V)

Para conectar los módulos (figura 1.44) de una rama se aplica el procedimiento de conexionado en serie de módulos. El terminal negativo del primer módulo es el terminal negativo de la rama y el terminal positivo del último módulo es el terminal positivo de la rama. El conexionado termina aplicando el procedimiento de conexión paralelo a las ramas realizadas previamente.



↑ **Figura 1.44.** Conexión de N_s módulos en serie y N_p ramas en paralelo.

saber más

Consulta en el libro: Electrotecnia. Editorial Editex (2009), las unidades 2 y 3 «asociación de elementos» y «análisis de circuito» respectivamente.

Los parámetros eléctricos de un generador fotovoltaico dependen directamente de los parámetros de sus módulos. Si todos los módulos son iguales y trabajan en las mismas condiciones de irradiancia y temperatura, la tensión, intensidad y potencia que puede proporcionar un generador fotovoltaico cumplen las siguientes relaciones:

[24] $P_{G máx} = N_s \cdot N_p \cdot P_{máx}$

$P_{G máx}$: potencia máxima del generador (W)
$P_{máx}$: potencia máxima del módulo (W)
N_p: número de ramas conectadas en paralelo
N_s: número de módulos conectados en serie.

[25] $U_{G\,oc} = N_s \cdot U_{oc}$

$U_{G\,oc}$: tensión de circuito abierto del generador (V)
U_{oc}: tensión de circuito abierto del módulo (V)

[26] $I_{G\,sc} = N_p \cdot I_{sc}$

$I_{G\,sc}$: intensidad de cortocircuito del generador (A)
I_{sc}: intensidad de cortocircuito del módulo (A)

[27] $U_{G\,mpp} = N_s \cdot U_{mpp}$

$U_{G\,mpp}$: tensión máxima del generador (V)
U_{mpp}: tensión máxima del módulo (V)

[28] $I_{G\,mpp} = N_p \cdot I_{mpp}$

$I_{G\,mpp}$: intensidad máxima del generador (A)
I_{mpp}: intensidad máxima del módulo (A)

[29] $\alpha_G = N_p \cdot \alpha$

α_G: coeficiente intensidad-temperatura del generador (mA/°C o %/°C)
α: coeficiente intensidad-temperatura del módulo (mA/°C o %/°C)

[30] $\beta_G = N_s \cdot \beta$

β_G: coeficiente tensión-temperatura del generador (mV/°C o %/°C)
β: coeficiente tensión-temperatura del módulo (mV/°C o %/°C)

EJEMPLO

Un generador fotovoltaico tiene 12 módulos con las siguientes características: $P_{máx}$: 80 W; U_{oc}: 21,6 V; I_{sc}: 5 A; U_{mpp}: 17,3 V; α: 1,46 mA/°C; β: -79 mV/°C. El generador tiene dos ramas, de seis módulos en serie cada una, conectadas en paralelo. Determinar los parámetros eléctricos del generador.

Solución:

Potencia máxima del generador: $P_{G\,máx} = N_s \cdot N_p \cdot P_{máx} = 6 \cdot 2 \cdot 80 = 960$ W

Tensión de circuito abierto del generador: $U_{G\,oc} = N_s \cdot U_{oc} = 6 \cdot 21{,}6 = 129{,}6$ V

Intensidad de cortocircuito del generador: $I_{G\,sc} = N_p \cdot I_{sc} = 2 \cdot 5 = 10$ A

Tensión máxima del generador: $U_{G\,mpp} = N_s \cdot U_{mpp} = 6 \cdot 17{,}3 = 103{,}8$ V

Intensidad máxima del módulo: $I_{mpp} = \dfrac{P_{máx}}{U_{mpp}} = \dfrac{80}{17{,}3} = 4{,}6$ A

Intensidad máxima del generador: $I_{G\,mpp} = N_p \cdot I_{mpp} = 2 \cdot 4{,}6 = 9{,}2$ A

Coeficiente intensidad-temperatura del generador:
$\alpha_G = N_p \cdot \alpha = 2 \cdot 1{,}46 = 2{,}92$ mA/°C

Coeficiente tensión-temperatura del generador:
$\beta_G = N_s \cdot \beta = 6 \cdot (-79) = -474$ mV/°C

En un generador fotovoltaico los parámetros eléctricos de los módulos pueden presentar variaciones. Estas variaciones se producen por las diferencias propias del proceso de fabricación que hace que los módulos no sean exactamente iguales y por las condiciones de trabajo variables que se producen durante el funcionamiento como nubes que sombrean solo a una parte del generador, diferentes grados de suciedad o ventilación, etc. Estas diferencias en los parámetros tienen las consecuencias siguientes:

- La potencia máxima que puede entregar el generador es menor que la suma de las potencias máximas de los módulos que lo componen.

  Estas **pérdidas** de potencia se denominan pérdidas por dispersión y se pueden reducir utilizando módulos fotovoltaicos con tolerancias de producción iguales o inferiores a ±5%.

- Algunas células o un módulo puede comportarse como receptor y disipar la potencia generada por los demás.

  Los daños producidos por este efecto se limitan con diodos de paso, como ya hemos visto, pero las **células cortocircuitadas** por los diodos de paso no producen potencia.

Cuando se agrupan módulos o ramas de módulos en paralelo, pueden producirse situaciones similares por las diferencias de parámetros entre módulos que provocan la aparición de ramas con diferentes tensiones de circuito abierto. En estos casos las ramas con menor tensión de circuito abierto pueden llegar a comportarse como un receptor, disipando potencia y aumentando su temperatura de operación por encima de valores peligrosos.

Para evitar los efectos descritos se recomienda **conectar diodos de bloqueo en serie con cada rama**, figura 1.45. Pero estos diodos tienen un inconveniente importante, tienen una caída de tensión de entre 0,5 y 0,7 V, produciendo pérdidas que, en generadores de pequeñas tensiones, por ejemplo 12 V suponen un 6 % de la potencia del generador.

Es importante resaltar que la aparición de tensiones de circuito abierto con diferencias importantes entre ramas paralelas es poco probable, incluso si una rama queda sombreada, la reducción de la tensión de circuito abierto que provoca la disminución de la irradiancia se compensa con el incremento de dicha tensión que se produce al disminuir la temperatura de las células, impidiendo el paso de la corriente generada por el resto de las ramas del generador.

Por otro lado, la **obligatoriedad de instalar seccionadores con fusibles** en el principio y en el final de cada rama en paralelo proporciona una protección contra las corrientes inversas peligrosas que se puedan presentar, que permite eludir el uso de los diodos de bloqueo y evitar las pérdidas que producen.

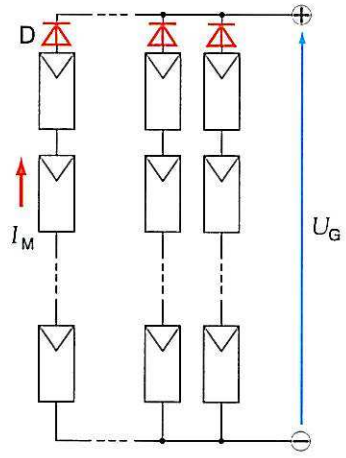
Para que los fusibles protejan adecuadamente deben tener una intensidad nominal de 1,5 a 2 · I_{sc}, puesto que un módulo es capaz de soportar sin daño corrientes de hasta 3 · I_{sc}.

vocabulario

Español – Inglés

Diodo de bloqueo: *blocking diode*.

Cadena de módulos fotovoltaicos: *photovoltaic module string*.



↑ **Figura 1.45.** Conexión de diodos de bloqueo en las ramas de un generador fotovoltaico.

ACTIVIDADES FINALES

1. Utiliza la carta solar de la figura 1.10 para determinar la elevación y el acimut solar de una localidad de latitud 38° en los siguientes días y horas:

   a) El día 21 de febrero a las 8 AM.

   b) El día 21 de octubre las 12.

   c) El día 21 de noviembre a las 4 PM.

2. Utilizando los datos de la tabla 1.3, calcula la inclinación óptima de la superficie de un generador fotovoltaico de uso anual situado en Ourense.

3. Utilizando los datos de la tabla 1.3, calcula la irradiación global en una superficie horizontal situada en Salamanca, en el trimestre que va de noviembre a enero.

4. Calcular la irradiación global anual que recibe una superficie con inclinación óptima y acimut cero instalada en Jaén. Utiliza los datos de la tabla 1.3 para obtener los datos de partida.

5. Calcular la irradiación global anual sobre una superficie situada en Granada, con una inclinación de 35° y un acimut de 20°. Utiliza los datos de la tabla 1.3 para obtener los datos iniciales.

6. Determinar la temperatura de las células de un módulo fotovoltaico tipo SW160 de Solarworld, cuyas características se pueden obtener en la tabla 1.5 del apartado Mundo Técnico al final de la unidad, cuando está a una temperatura ambiente de 25 °C y recibe una irradiancia de 1000 W / m^2.

7. Se dispone de un módulo fotovoltaico tipo BP3200, de la marca BP Solar cuyas características se pueden obtener en la tabla 1.5 del apartado Mundo Técnico al final de la unidad, del que se quiere conocer, en las condiciones indicadas, el valor de los parámetros siguientes:

   a) Tensión de circuito abierto cuando la temperatura del módulo es de –10 °C.

   b) Tensión en el punto de máxima potencia cuando la temperatura del módulo es de 70 °C.

   c) Intensidad de cortocircuito cuando la temperatura del módulo es de 70 °C.

   d) Potencia máxima más desfavorable en función de la tolerancia de producción.

   e) Calcular la potencia de salida del módulo a 70 °C, utilizando como dato de potencia máxima la obtenida en el apartado anterior.

8. Un generador fotovoltaico tiene tres módulos conectados en serie, tipo KD135GH-2PU de Kyocera, cuyas características se pueden ver en la tabla 1.5 del apartado Mundo Técnico al final de la unidad. Obtener los siguientes parámetros del generador:

   a) Tensión, intensidad y potencia en el punto de máxima potencia.

   b) Intensidad de cortocircuito y tensión de circuito abierto.

   c) Coeficientes de tensión-temperatura e intensidad-temperatura.

9. Un generador fotovoltaico tiene seis módulos conectados en paralelo, tipo PW6-123 de Photowatt, cuyas características se pueden ver en la tabla 1.5 del apartado Mundo Técnico al final de la unidad. Calcular los siguientes parámetros del generador:

   a) Tensión, intensidad y potencia en el punto de máxima potencia.

   b) Intensidad de cortocircuito y tensión de circuito abierto.

   c) Coeficientes de tensión-temperatura e intensidad-temperatura.

■ 10. Un generador fotovoltaico tiene cuatro ramas en paralelo cada una con seis módulos en serie del tipo IS-210 de Isofotón, cuyas características se pueden ver en la tabla 1.5 del apartado Mundo Técnico al final de la unidad. Obtener los siguientes parámetros del generador:

a) Tensión, intensidad y potencia en el punto de máxima potencia.

b) Intensidad de cortocircuito y tensión de circuito abierto.

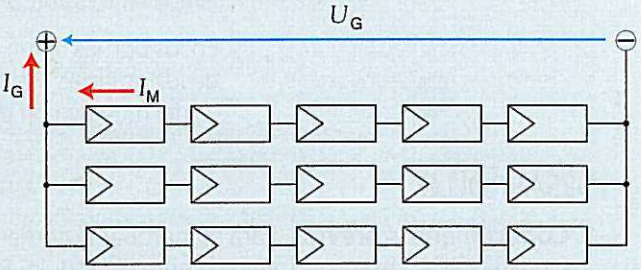
c) Coeficientes de tensión-temperatura e intensidad-temperatura.

■ 11. El generador fotovoltaico representado por el esquema de la figura 1.46, está formado por módulos tipo A-270P de Atersa, cuyas características se pueden ver en la tabla 1.5 del apartado Mundo Técnico al final de la unidad. Obtener los siguientes parámetros del generador:

a) Intensidades I_M e I_G en el punto de máxima potencia.

b) Tensión U_G en el punto de máxima potencia.

c) Potencia máxima más desfavorable del generador en función de la tolerancia de producción.



↑ **Figura 1.46.** Esquema del generador fotovoltaico.

■ 12. Un generador fotovoltaico está formado por módulos fotovoltaicos tipo KD210GH-2PU de la marca Kyocera, cuyas características se pueden obtener en la tabla 1.5 del apartado Mundo Técnico al final de la unidad. El generador tiene cinco ramas en paralelo de diez módulos en serie cada una y se quiere conocer, en las condiciones de indicadas, el valor de los parámetros siguientes del generador:

a) Tensión de circuito abierto cuando la temperatura de los módulo es de –10 °C.

b) Tensión en el punto de máxima potencia cuando la temperatura del módulo es de 70 °C.

c) Intensidad de cortocircuito cuando la temperatura del módulo es de 70 °C.

d) Potencia máxima más desfavorable en función de la tolerancia de producción.

e) Calcular la potencia de salida del módulo a 70 °C, utilizando como dato de potencia máxima la obtenida en el apartado anterior.

entra en internet

■ 13. Los siguientes enlaces corresponden a organismos que proporcionan información sobre radiación solar en ámbitos regional, europeo y mundial. Recopila en una tabla los datos de irradiación mensual y anual sobre superficie horizontal que proporcionan para la ciudad de Málaga y compara los resultados:

- Junta de Andalucía - Agencia Andaluza de Energía: http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php
- European Commission - Join Research Centre - Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) : http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/radmonth.php
- NASA - Surface meteorology and Solar Energy: http://eosweb.larc.nasa.gov/sse

PRÁCTICA PROFESIONAL

HERRAMIENTAS

- Solarímetro
- Amperímetro

MATERIAL

- Cables y material de conexión

Medición de parámetros de un módulo

OBJETIVO

Comprobación de la corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico.

PRECAUCIONES

En los bornes de un módulo fotovoltaico aparece tensión incluso en condiciones de luz artificial. Para evitar la aparición de tensión es necesario tapar la cara activa del módulo con un elemento opaco.

DESARROLLO

1. **Conocimientos previos**. Para comprobar la corriente de cortocircuito es necesario utilizar un solarímetro para medir la radiación solar incidente sobre el módulo. Para la medida de la radiación solar se utilizan diferentes instrumentos que permiten obtener información de la radiación directa, difusa, reflejada o de albedo y la radiación global. A continuación se describen diferentes instrumentos de medida de radiación solar.

Piranómetro. Mide la radiación global (figura 1. 47). Consiste en una pila termoeléctrica formada por varios termopares situados en el interior de una cavidad cubierta por dos semiesferas de cristal. La superficie negra de la cavidad absorbe toda la radiación y el calor generado se convierte en tensión por los termopares de la pila. La tensión es proporcional a la radiación global incidente.

Se monta horizontalmente para recoger datos de radiación global horizontal. Si se monta en el plano del módulo mide la radiación global incidente sobre la superficie inclinada. Miden la radiación solar en el espectro de longitudes de onda de 0,285 a 2,8 µm.

↑ **Figura 1.47.** Piranómetro para medida de radiación global. (Kipp&Zonen).

Piranómetro con banda de sombra. Para medir la radiación solar difusa se utilizan piranómetros con el sensor sombreado por una banda o disco que no deja pasar radiación solar directa (figura 1.48). La banda de sombra en forma de aro o semiaro se coloca de acuerdo con la declinación del Sol y la latitud del lugar. De esta manera, el sensor no recibe la radiación directa.

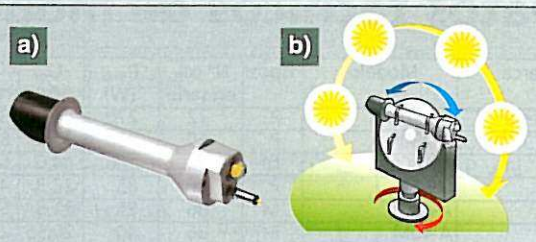
↑ **Figura 1.48.** Piranómetro con banda de sombra para medir la radiación difusa. (Kipp&Zonen).

Albedómetro. Para medir la radiación de albedo se utilizan dos piranómetros iguales contrapuestos, uno orientado hacia arriba (cielo) y el otro orientado hacia abajo (tierra) (figura 1.49). Al conjunto así montado se le denomina albedómetro. El piranómetro orientado hacia arriba mide la radiación incidente (directa + difusa), mientras que el orientado hacia abajo mide la radiación reflejada por el terreno.

Las señales eléctricas de los dos piranómetros, se utilizan para calcular la radiación reflejada o de albedo que es el cociente entre la radiación reflejada y la radiación incidente.

↑ **Figura 1.49.** Albedómetro. (Kipp&Zonen).

Pirheliómetro. Mide la radiación solar directa. Utiliza un tubo largo y estrecho para recoger un haz de radiación muy estrecho, en general de un ángulo sólido de 5,5° (figura 1.50.a). El interior del tubo está pintado de negro para absorber cualquier radiación incidente dentro del ángulo sólido. El sensor es una termopila de pares termoeléctricos. El tubo está sellado con aire seco para eliminar la absorción de la radiación incidente en el tubo por el vapor de agua. Se enfoca directamente sobre el disco solar mediante un seguidor solar de precisión (figura 1.50.b).



↑ **Figura 1.50.** a) Pirheliómetro. b) Pirheliómetro montado en un seguidor. (Kipp&Zonen).

Heliógrafo. Mide la duración de la insolación, que es definida por la Organización Meteorológica Mundial como el tiempo durante el cual la radiación solar directa es superior a 120 W / m^2. No tiene piezas móviles y utiliza 3 fotodiodos diseñados especialmente para hacer un cálculo de la presencia solar (figura 1.51). La salida de tensión tiene dos valores para indicar presencia del sol. Deben llevar un sistema de absorción de la humedad en el interior y pueden incluir un calefactor para prevenir la formación de rocío o hielo. Se instala en una orientación paralela al plano norte-sur, apuntando hacia el polo más cercano, en un ángulo sobre la horizontal igual a la latitud del lugar.

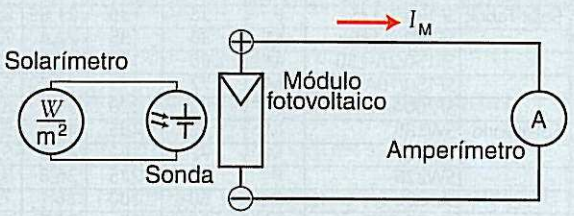
↑ **Figura 1.51.** Heliógrafo. (Kipp&Zonen).

Solarímetro. Se denomina así a los piranómetros portátiles que permiten medidas de radiación solar mediante una célula fotovoltaica que hace de sonda y que se sitúa en la posición de la superficie donde se quiere medir la radiación. La tensión proporcionada por la sonda se convierte en irradiancia y se muestra en la pantalla del instrumento (figura 1.52). Permiten una medida rápida de la irradiación en el plano de los paneles fotovoltaicos, facilitando la orientación óptima de los paneles y tareas de comprobación y mantenimiento. Pueden incorporar funciones de almacenamiento de datos, medida de la irradiancia en intervalos de tiempo programados para calcular la irradiación, y transferencia de datos por software para su posterior tratamiento por ordenador.

↑ **Figura 1.52.** Solarímetro. (Kimo).

2. Comprobación de la corriente de cortocircuito

Para comprobar si un módulo fotovoltaico proporciona la corriente especificada en sus hojas de datos, figura 1.53, se puede utilizar un método sencillo que consiste en situar la sonda de un solarímetro portátil en el plano de la superficie del módulo para medir la radiación incidente sobre él. Un amperímetro conectado en bornes del módulo mide la corriente de cortocircuito (el amperímetro tiene muy poca resistencia y se puede considerar un cortocircuito) en las condiciones de radiación solar medidas. Supongamos que realizamos la comprobación de un módulo fotovoltaico del que el fabricante indica que tiene una corriente de cortocircuito de 8,1 A en condiciones CEM y se obtienen las siguientes lecturas en los aparatos de medida:
solarímetro = 358 W/m^2; amperímetro = 2,87 A



↑ **Figura 1.53.** Esquema para comprobar la corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico.

Con las medidas realizadas se aplica la fórmula [13]:

$$I_{sc(G)} = G \cdot \frac{I_{sc(STC)}}{1.000} \rightarrow I_{sc(STC)} = \frac{1.000 \cdot I_{sc(G)}}{G} = \frac{1.000 \cdot 2,87}{358} = 8,016 \text{ A}$$

Valor de corriente de cortocircuito que está dentro de la tolerancia (8,1 ± 3%) indicada por el fabricante.

MUNDO TÉCNICO

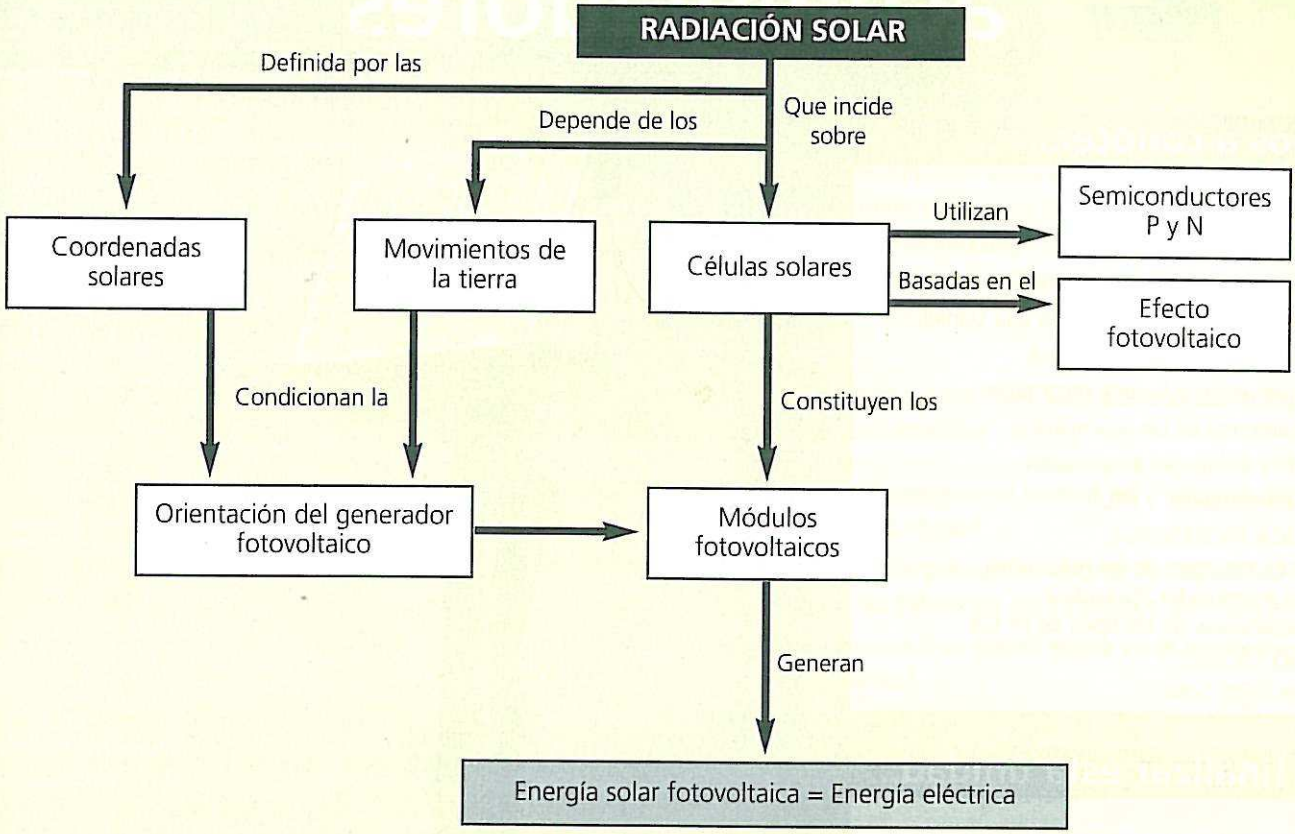
Datos técnicos de módulos fotovoltaicos

Marca	Modelo	Tipo(3)	N° cel. en serie	$P_{máx}$ (W)	U_{oc} (V)	I_{sc} (A)	U_{mpp} (V)	I_{mpp} (A)	Tol. de P (%)	α	β	δ	TONC (°C)
Atersa	A-270P	P	72	270	44,85	8,06	35,80	7,54	-5+5	0,05%/°C	-0,35%/°C	-0,46%/°C	47±2
	A-230P	P	60	230	37,4	8,12	30,2	7,62	-2+2	0,05%/°C	-0,35%/°C	-0,46%/°C	47±2
	A-180M	M	72	180	44,0	5,3	36,0	5,0	-3+3	0,09%/°C	-0,34%/°C	-0,37%/°C	47±2
	A-85P	P	36	85	22,3	4,9	18,39	4,62	-8+8	0,08%/°C	-0,32%/°C	-0,38%/°C	47±2
	A-85M	M	36	85	21,5	5,2	17,7	4,8	-8+8	0,09%/°C	-0,34%/°C	-0,37%/°C	47±2
	A-40M	M	36	40	20,55	2,35	16,8	2,1	-8+8	0,09%/°C	-0,34%/°C	-0,37%/°C	47±2
BPSolar	BP3170	P	72	170	44,3	5,2	35,6	4,8	-3+5	0,065%/°C	-0,35%/°C	-0,5%/°C	47±2
	BP3200	P	60	200	36,1	8,1	28,6	7	-3+3	0,065%/°C	-0,36%/°C	-0,5%/°C	47±2
	BP4175T	M	72	175	43,6	5,45	35,4	4,9	-3+5	0,065%/°C	-0,36%/°C	-0,5%/°C	47±2
	BP3230N	P	60	230	36,4	8,7	29,2	7,9	-3+3	0,065%/°C	-0,36%/°C	-0,5%/°C	47±2
Conergy	PowerPlus 230P	P	60	230	36,8	8,08	30,0	7,67	-3+3	0,026%/°C	-0,35%/°C	-0,45%/°C	45
	PowerPlus 190P	P	60	190	36,0	7,66	28,2	6,82	-3+3	0,029%/°C	-0,35%/°C	-0,45%/°C	45
	PowerPlus 240M	M	60	240	36,6	8,2	30,18	7,95	-3+3	0,013%/°C	-0,38%/°C	-0,48%/°C	45
	PowerPlus 190M	M	60	190	36,0	7,94	25,5	7,45	-3+3	0,014%/°C	-0,38%/°C	-0,48%/°C	45
Isofoton	IS-160	M	72	160	44,4	4,8	36,0	4,45	-3+3	0,0294%/°C	-0,387%/°C	-0,48%/°C	47±2
	IS-210	M	96	210	59,1	4,77	47,9	4,38	-3+3	0,0294%/°C	-0,387%/°C	-0,48%/°C	47±2
	IS-230	M	96	230	59,1	5,23	47,9	4,80	-3+3	0,0294%/°C	-0,387%/°C	-0,48%/°C	47±2
	ISF-180	M	54	180	32,6	7,52	25,9	6,95	-3+3	0,0294%/°C	-0,387%/°C	-0,48%/°C	47±2
	ISF-200	M	54	200	32,6	8,36	25,9	7,72	-3+3	0,0294%/°C	-0,387%/°C	-0,48%/°C	47±2
	ISF-220	M	60	220	36,9	8,05	29,7	7,41	-3+3	0,0294%/°C	-0,387%/°C	-0,48%/°C	47±2
Kyocera	KD50SE-1P	P	36	50	22,1	3,07	17,9	2,8	-5+10	1,84mA/°C	-80mV/°C	-0,228W/°C	49
	KD70SX-1P	P	36	70	22,1	4,3	17,9	3,92	-5+10	2,58mA/°C	-80mV/°C	-0,316W/°C	49
	KD95SX-1P	P	36	95	22,1	5,81	17,9	5,31	-5+10	3,5mA/°C	-80mV/°C	-0,429W/°C	49
	KD135GH-2PU	P	36	135	22,1	8,37	17,7	7,63	-5+5	5,01mA/°C	-80mV/°C	-0,614W/°C	49
	KD185GH-2PU	P	48	185	29,5	8,58	23,6	7,84	-5+5	5,15mA/°C	-106mV/°C	-0,840W/°C	49
	KD210GH-2PU	P	54	210	33,2	8,58	26,6	7,90	-5+5	5,01mA/°C	-120mV/°C	-0,960W/°C	49
Photowatt	PW-500	P	36	50	21,6	3,2	17,2	2,9	45,1 W 1)	1,46mA/°C	-79mV/°C	-0,43%/°C	2)
	PW-850	P	36	80	21,6	5	17,3	4,6	75,1 W 1)	1,46mA/°C	-79mV/°C	-0,43%/°C	2)
	PW1400	P	72	150	43	4,65	33,8	4,45	145 W 1)	0,032%/°C	-158mV/°C	-0,43%/°C	2)
	PW1650	P	72	165	43,2	5,1	34,3	4,8	160 W 1)	1,46mA/°C	-158mV/°C	-0,43%/°C	2)
	PW6-123	P	36	110	21,7	6,9	17,2	6,4	105 W 1)	2,085mA/°C	-79mV/°C	-0,43%/°C	2)
Sanyo	HIP-190DA3	M	96	190	68,1	3,7	55,3	3,44	-0+10	0,85 mA/°C	-170mV/°C	-0,3%/°C	46,6
	HIP-195DA3	M	96	195	68,7	3,73	55,8	3,5	-0+10	0,87 mA/°C	-172mV/°C	-0,29%/°C	46,6
	HIP-205BA19	M	96	205	68,8	3,84	56,7	3,62	-0+10	0,88 mA/°C	-172mV/°C	-0,29%/°C	46,9
Sharp	NU-185	M	48	185	30,2	8,54	24,0	7,71	-5+10	0,053%/°C	-104mV/ °C	-0,485%/°C	47,5
	NT-175	M	72	175	44,4	5,40	35,4	4,95	-5+10	0,053%/°C	-156mV/ °C	-0,485%/°C	47,5
	ND-170	P	48	170	29,3	8,04	23,2	7,33	-5+10	0,053%/°C	-104mV/ °C	-0,485%/°C	47,5
Siemens	SM110/24	M	72	110	43,5	3,45	35,0	3,15	-5+5	0,04%/°C	-0,34%/°C	2)	45±2
	SM100/24	M	72	100	42,0	3,25	34,0	2,95	-5+5	0,04%/°C	-0,34%/°C	2)	45±2
	SM55	M	36	55	21,7	3,45	17,4	3,15	-5+5	0,04%/°C	-0,34%/°C	2)	45±2
	SM50	M	36	50	21,4	3,4	16,6	3,05	-5+5	0,04%/°C	-0,34%/°C	2)	45±2
Solar-Fabrik	SF130/2-135	P	36	135	21,86	8,08	17,94	7,52	-5+5	5,45mA/°C	-72mV/ °C	-0,47%/°C	48±2
	SF130/4-135	M	36	135	22,4	7,93	17,94	7,52	-5+5	5,45mA/ °C	-72mV/ °C	-0,47%/°C	47±2
	SF150/2A-150	M	66	150	40,20	5,10	32,60	4,60	-5+5	0,60mA/ °C	-141mV/ °C	-0,47%/°C	48±2
	SF150/10A175	M	72	175	44,70	5,26	36,7	4,75	-5+5	1,00mA/ °C	-154mV/ °C	-0,47%/°C	48±2
	SF200A-220	P	60	220	36,4	8,15	28,6	7,70	-5+5	5,45mA/ °C	-120mV/ °C	-0,47%/°C	45±2
Solarworld	SW185	M	72	185	44,8	5,50	36,3	5,10	-3+3	0,036%/°C	-0,33%/°C	2)	46
	SW160	M	72	160	43,8	5,00	35,0	4,58	-3+3	0,036%/°C	-0,33%/°C	2)	46
	SW225	P	60	225	36,8	8,17	29,5	7,63	-3+3	0,034%/°C	-0,34%/°C	2)	46
	SW200	P	60	200	36,1	7,70	28,3	7,07	-3+3	0,034%/°C	-0,34%/°C	2)	46
	SW80 /R5E	M	36	80	21,9	5,00	17,5	4,58	-5+5	0,036%/°C	-0,33%/°C	2)	45,5
Suntech	STP280-24/Vd	P	72	280	44,8	8,33	35,2	7,95	-3+3	0,045%/°C	-0,34%/°C	-0,47%/°C	45±2
	STP210-18/Ud	P	54	210	33,6	8,33	26,4	7,95	-3+3	0,045%/°C	-0,34%/°C	-0,47%/°C	45±2
	STP185S-24/Ad	M	72	185	45,0	5,43	36,4	5,09	-3+3	0,037%/°C	-0,34%/°C	-0,48%/°C	45±2
	STP130-12/Tb	P	36	130	22,0	8,09	17,4	7,47	-5+5	0,055%/°C	-75 mV/°C	-0,47%/°C	45±2
	STP085S-12/Bb	M	36	85	22,2	5,15	17,8	4,8	-5+5	0,020%/°C	-0,34%/°C	-0,46%/°C	45±2
	STP020S-12/Cb	M	36	20	21,7	1,26	17,6	1,14	-10+10	0,055%/°C	-78 mV/°C	-0,48%/°C	45±2
Sunways	SM170UA13	P	48	175	29,6	8,07	23,3	7,51	-5+5	0,06%/°C	-0,36%/°C	-0,44%/°C	45
	SM210UA66	P	60	235	37,0	8,48	29,4	8,00	-5+5	0,06%/°C	-0,36%/°C	-0,43%/°C	45
	SM215MA66	M	60	240	37,1	8,65	29,6	8,11	-5+5	0,01%/°C	-0,37%/°C	-0,48%/°C	45
	SM230MA12	M	96	240	59,5	5,20	48,9	4,91	-5+5	0,06%/°C	-0,34%/°C	-0,44%/°C	45

Todos los valores se dan en condiciones CEM (Irradiancia: 1000 W/m² a AM1,5 y temperatura del módulo: 25 °C)
(1) El fabricante especifica la potencia mínima en vez de un porcentaje.
(2) No especificado por el fabricante. (3) P: policristalino. M: monocristalino.

↑ **Tabla 1.5.** Recopilación de características técnicas de módulos fotovoltaicos de diferentes fabricantes.

EN **RESUMEN**



EVALÚA TUS **CONOCIMIENTOS**

1. Una posición sobre la superficie terrestre se define mediante:

a) Los paralelos.

b) La longitud y la latitud.

c) La declinación.

2. La posición del Sol en la esfera celeste se define por:

a) Su longitud y su latitud.

b) Su elevación y su acimut.

c) El ángulo cenital.

3. La superficie de un generador fotovoltaico situado en un lugar del hemisferio norte debe:

a) Tener acimut cero.

b) Orientarse hacia el Sur.

c) Las dos respuestas anteriores son ciertas.

4. La radiación solar total que recibe la superficie de un generador fotovoltaico es:

a) La suma de las radiaciones directa, difusa y reflejada.

b) La radiación global.

c) Las dos respuestas anteriores son ciertas.

5. La eficiencia de una célula solar es:

a) El porcentaje de energía solar que convierte en energía eléctrica.

b) La potencia máxima que puede producir.

c) Las dos respuestas anteriores son ciertas.

6. El punto de trabajo de un módulo fotovoltaico lo fija:

a) La tensión y la intensidad que suministra.

b) La resistencia de la carga conectada.

c) La tensión de circuito abierto del módulo.

2 Baterías y acumuladores

vamos a conocer...

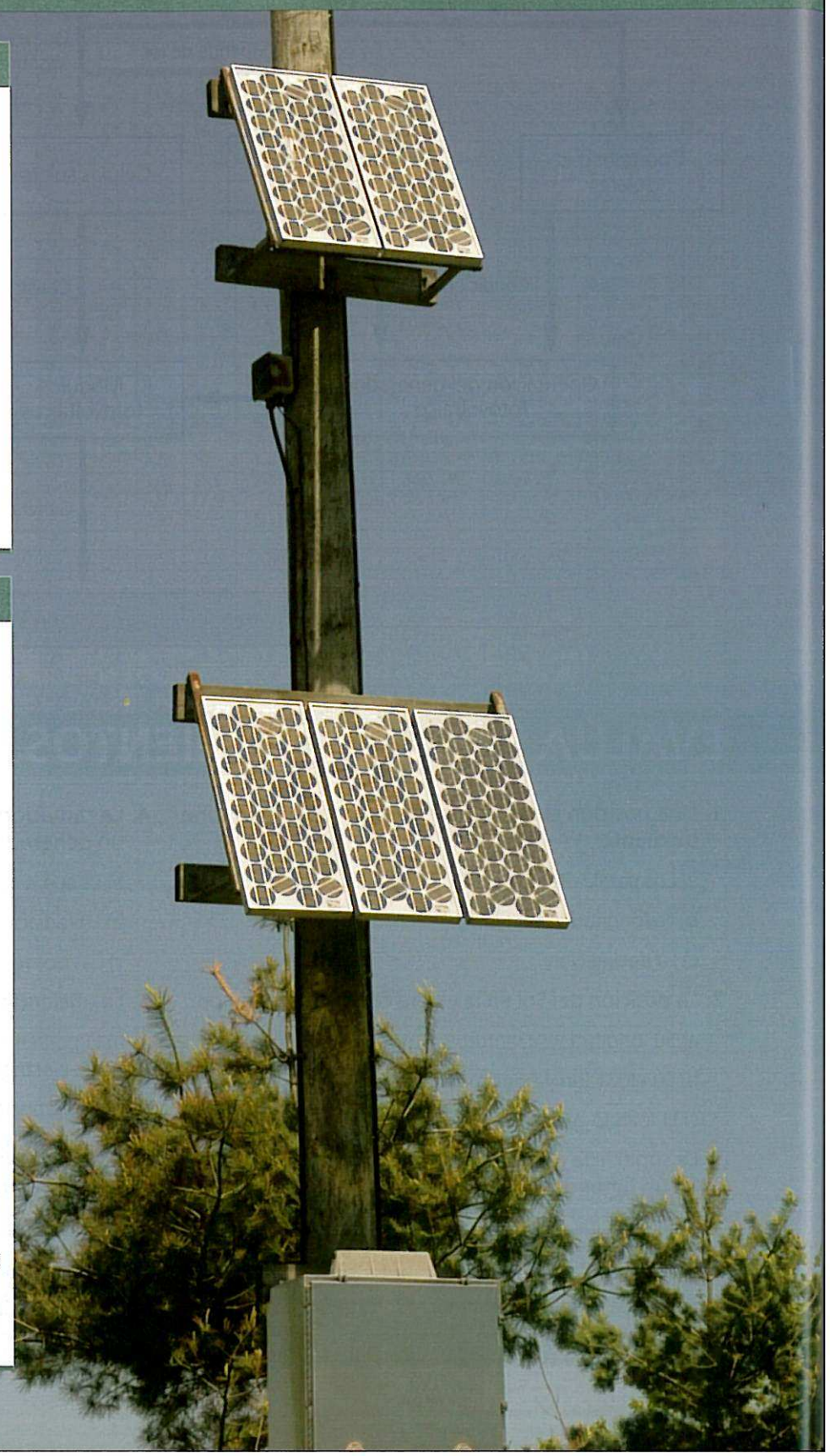
1. Electroquímica
2. Electrólisis
3. Reacción de oxidación-reducción
4. Potencial de electrodo en la pila Daniell
5. Reversibilidad electroquímica
6. Acumulador o batería recargable
7. Parámetros de un acumulador
8. Vida y ciclaje del acumulador
9. Mantenimiento y PRL

PRÁCTICA PROFESIONAL
Cuadro resumen de las reacciones en el acumulador Pb-ácido y características de los tipos de Ni-Cd

MUNDO TÉCNICO
Series OPzS Solar

y al finalizar esta unidad...

- Describirás los principios y leyes que rigen el comportamiento de la electricidad cuando se desplaza por conductores de segunda clase.
- Observarás el valor de la resistividad de diversos líquidos.
- Describirás la teoría electrónica de la electrólisis y las leyes que la cuantifican.
- Describirás las reacciones de oxidación-reducción entre dos elementos químicos.
- Describirás las reacciones en la pila de Volta y en el acumulador Pb-ácido.
- Describirás el principio de reversibilidad electroquímica.
- Describirás los elementos componentes de los acumuladores
- Interpretarás los valores de los parámetros, magnitudes y unidades que intervienen en las características y funcionamiento de los acumuladores.
- Efectuarás el dimensionado de una batería de acumuladores.
- Analizarás consideraciones prácticas de mantenimiento y PRL acerca de las baterías de acumuladores.
- Interpretarás documentación técnica de acumuladores comerciales.



CASO **PRÁCTICO** INICIAL

situación de partida

Raquel trabaja como Técnico Especialista en el almacén de un distribuidor de material eléctrico para instalaciones solares fotovoltaicas (ISFTV). Entre el material a su cargo se encuentran las baterías eléctricas, equipos de carga, estructuras y accesorios para ISFTV.

Parte del trabajo de Raquel consiste en su formación permanente asistiendo a las conferencias y jornadas técnicas que ofrecen los fabricantes así como analizar los catálogos y todo tipo de documentación técnica acerca de las baterías eléctricas y su entorno.

Con la formación adquirida asesora a sus clientes (normalmente pequeños y medianos empresarios de ISFTV) respecto a la elección del tipo de batería más adecuado, del cálculo de magnitudes, del proceso carga-descarga, del montaje, seguridad y mantenimiento.

estudio del caso

Antes de empezar a leer esta unidad de trabajo, puedes contestar las dos primeras preguntas. Después analiza cada punto del tema, con el objetivo de contestar al resto de las preguntas de este caso práctico.

1. ¿A qué fenómeno se debe la producción de electricidad en pilas, baterías o acumuladores?
2. ¿Qué tipos de pilas, baterías o acumuladores existen en el mercado?
3. ¿En qué características se diferencia una batería para automoción de una batería estacionaria para ISFTV?
4. ¿Qué magnitudes definen una batería?
5. ¿Cuáles son los elementos constitutivos de una batería?
6. ¿En qué consiste el proceso de carga-descarga de una batería?
7. ¿Cuál es el proceso de puesta en marcha e instalación de una batería?
8. ¿Cómo se interpretan los valores de capacidad indicados en las tablas de los catálogos de fabricantes?
9. ¿Qué protocolos se deben seguir en el mantenimiento de baterías?
10. ¿Qué medidas de seguridad se deben tomar para la prevención de riesgos laborales al manipular, instalar y mantener baterías para ISFTV?

En el nacimiento de la electricidad es de vital importancia el descubrimiento de producir corriente electroquímica al establecer la fem de los metales por Volta en 1800. Así **Volta** en la carta que dirige al Presidente de la Royal Society titulada ***Sobre la electricidad excitada por el simple contacto entre sustancias conductoras de diferentes clase***, decía:

«Colocamos una fila de varias tazas o cuencos medio llenos de agua pura, o mejor de salmuera o lejía; y los unimos todos formando una especie de cadena por medio de unos arcos metálicos de los cuales uno de de sus brazos que está sumergido en una de las tazas es de cobre y el otro que está sumergido en el siguiente es de **estaño** o mejor de **cinc**. Los dos metales de que se compone cada arco se sueldan por encima de la zona que está sumergida en el líquido»...

«Me hice con varias docenas de pequeñas placas redondas o discos de **cobre**, de **latón**, o mejor de **plata**..., una cantidad igual de discos de **cinc**, ... discos de cartón, o cuero, o de cualquier otra **sustancia esponjosa** que pudiera absorber mucha agua ...

Coloqué horizontalmente sobre una mesa una de las placas metálicas, de plata por ejemplo y sobre ella coloqué una segunda placa de cinc; sobre esta segunda placa deposité uno de los discos humedecidos; luego otra placa de plata seguida inmediatamente por otra de cinc, sobre la que coloqué otro disco humedecido. Así continué ... hasta formar con varios de estos escalones una columna alta...».

Si con un conductor se unen los dos extremos se consigue un arco o chispas eléctricas. Este hallazgo, la pila de Volta, tuvo repercusiones inmediatas para confirmar que la corriente eléctrica (efecto) se genera en el contacto humedecido de dos metales diferentes entre los que se produce una fem (causa). En 1801, **Davy** establece los conceptos correctos de fem, electroquímica y voltio (nombre en honor de Volta).

En 1803, Ritter, descubre el **efecto secundario**, es decir: si una corriente eléctrica circula entre dos electrodos de cobre sumergidos en una solución de cloruro sódico (NaCl), produce una polarización y que, **cuando el sistema se desconecta, se crea una corriente en sentido inverso**. En este **efecto secundario** se basa el funcionamiento del **acumulador plomo-ácido** actual, inventado por **Planté** en 1859, objetivo prioritario de estudio en esta unidad.

1. Electroquímica

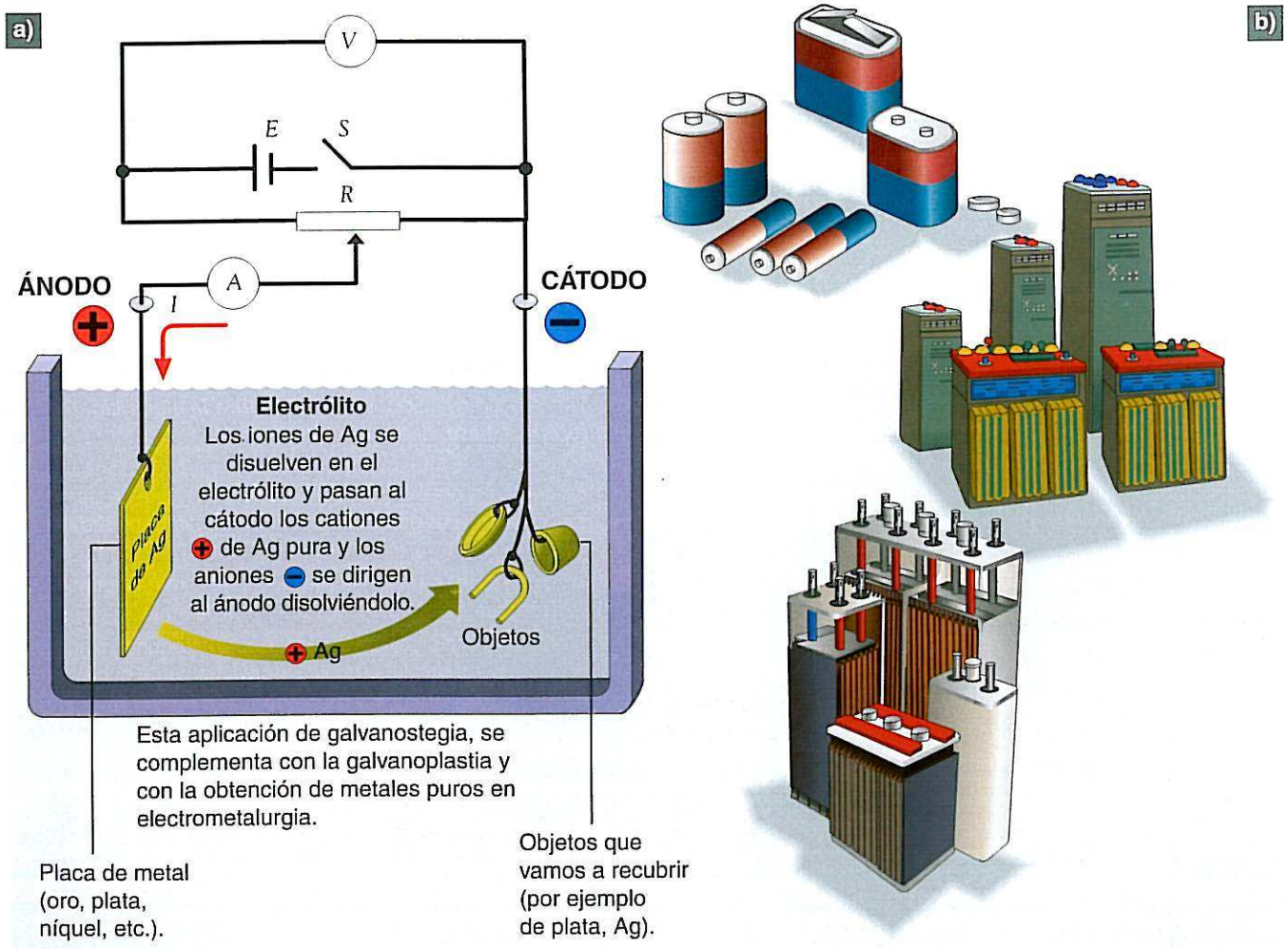
vocabulario

Ácido

Cualquiera de las sustancias que pueden formar sales combinándose con algún óxido metálico u otra base de distinta especie.

Es la parte de la **Química** que trata de las **relaciones** entre la **electricidad** y los fenómenos **químicos**. Comprende el estudio de las reacciones químicas que resultan del paso de la corriente eléctrica a través de ciertos líquidos (**electrólisis**), así como del análisis de esas reacciones químicas que acompañan al funcionamiento de ciertos generadores como son las **pilas** y los **acumuladores**. Por tanto, en el tema que nos ocupa de las **baterías eléctricas para instalaciones solares fotovoltáicas** (ISFTV) debemos estudiar la **Electroquímica** como un **proceso reversible** de las reacciones químicas que producen electricidad y, por el contrario, del efecto que produce la electricidad al circular por los electrólitos.

Ahora bien, el análisis de las reacciones electroquímicas, con sus fenómenos reversibles, es de una variedad y complejidad tal que a un gran número de científicos les ha llevado los dos últimos siglos en fijar y cuantificar las magnitudes que intervienen y que en la actualidad podemos controlar . Para poder comprender mejor estas dificultades vamos a dar un breve repaso de los acontecimientos relevantes que se han ido dando en esos tiempos en los que en un principio no se tenía claro lo que era por separado: la **electricidad**, el **magnetismo**, los **elementos químicos**, la **configuración electrónica** de los átomos ... etc. Y no digamos la **combinación** entre todos esos fenómenos con las **magnitudes** que intervienen.



↑ **Figura 2.1.** Fenómenos electroquímicos: a) Electrólisis b) Pilas primarias y acumuladores.

1.1. Frenético discurrir del s. XIX

El s. XVIII se caracteriza por la **Ilustración** cuya finalidad declarada era «disipar las tinieblas de la humanidad mediante las luces de la razón», teniendo como máximo exponente de la Física moderna a **Newton** con su *Principios matemáticos de filosofía natural* (1787). Las propiedades del hidrógeno son determinadas por Cavendish en 1766. El oxígeno es descubierto por Priestley en 1772 y Lavosier estableció sus propiedades en 1775.

El s. XIX, representa el mayor devenir de la actividad científica en las ciencias **físico-químicas** de la **Electricidad**, el **Magnetismo** y la **Electroquímica**.

El frenético discurrir de las **numerosas investigaciones y vivas discusiones** sobre **electricidad y magnetismo** a lo largo del s. XIX comienza con la elemental obtención de fem por **Volta** (electricidad dinámica exenta de campos magnéticos o electrocinética); continúa con la fijación de las magnitudes y unidades eléctricas (**Amper-Ohm**); pasa por las observaciones de **Oersted** (1820) que concreta **Faraday** (1831) con la ley de la inducción electromagnética y que al final da forma matemática **Maxwell** (1862-64). La unión definitiva de electricidad y magnetismo dará lugar a todo tipo de máquinas rotativas (**motores, dinamos, alternadores,** 1860-1890); y de aparatos y máquinas eléctricas estáticas como la **bombilla** (1874), o el **transformador** (1882); etc. Sabemos que todas ellas (estudiadas en **Electrotecnia**) se terminan de desarrollar a finales del s. XIX tal y como las conocemos en la actualidad.

También y en paralelo durante todo el XIX, las **numerosas y rigurosas investigaciones** sobre Química de finales del XVIII van tomando cuerpo con **Avogadro** en 1811, la electrólisis de **Faraday** (1832) y el largo proceso que culmina con el modelo atómico de **Bohr- Sommerfeld** (1916). Según este modelo, se puede considerar el átomo como un núcleo central a cierta distancia del cual describen órbitas los electrones, que están dispuestos en capas sucesivas. Así se llega a la actualidad en la que **conocemos cada elemento químico simple** por su número **atómico Z** que es el número de electrones que rodean el núcleo y coincide con el número de protones en el núcleo. Sin este conocimiento de los elementos químicos (**número atómico, simbolo,** y **configuración electrónica**) tal y como se indica en la tabla 2.1, la **Electroquímica** y el **Electromagnetismo** actuales no estarían entre nosotros.

Hay que tener en cuenta que las variables que determinan la conductividad en las barras metálicas, y después en los hilos conductores, no se confirman hasta el último tercio del s. XIX: **Neuman** (1862), **Kirchhoff** (1880) y **Kohlrausch** (1900). Lo mismo ocurre con la conducción en los cristales, **Sénarmont** (1847) y **Roentgen** (1874).

El electrón es descubierto por **J.J. Thomson** en 1890 (con este nombre sugiere **Stoney** en 1891 designar a la partícula elemental), cuantificado en 1898 y verificado por **Millikan** en 1911. Los rayos X por **Roentgen** (1895). Las radiaciones del uranio por Becquerel (1896) fenómeno al que **Marie Curie** llamó radiactividad (1898). Como anécdota, apuntamos que el descubrimiento por **Becquerel** de la capacidad que tiene la fluorescencia de absorber luz en una longitud de onda y dar luz en otras longitudes de onda ha dado lugar, entre otras aplicaciones, a comercializarse, desde 1947, todo tipo de lámparas eléctricas fluorescentes y de descarga en gases.

vocabulario

Ácido sulfúrico (H_2SO_4)

Aceite de vitriolo (tetraoxosulfato VI), de aspecto líquido aceitoso ambarino, que se obtiene a partir de óxido de azufre por oxidación con óxidos de nitrógeno en disolución acuosa. Miscible en agua. Punto de fusión 10 °C. Densidad 1.800 kg/m^3. Los dos átomos de hidrógeno están unidos a los átomos de oxígeno no unidos por enlace doble al azufre.

Número Atómico Z	Elemento	Símbolo	Capas						
			K	L	M	N	O	P	Q
			1	2	3	4	5	6	7
			s	s p	s p d	s p d f	s p d	s p d	s
1	Hidrógeno	H	1						
2	Helio	He	2						
3	Litio	Li	2	1					
4	Berilio	Be	2	2					
5	Boro	B	2	2 1					
6	Carbono	C	2	2 2					
7	Nitrógeno	N	2	2 3					
8	Oxígeno	O	2	2 4					
9	Flúor	F	2	2 5					
10	Neón	Ne	2	2 6					
11	Sodio	Na	2	2 6	1				
12	Magnesio	Mg	2	2 6	2				
13	Aluminio	Al	2	2 6	2 1				
14	Silicio	Si	2	2 6	2 2				
15	Fósforo	P	2	2 6	2 3				
16	Azufre	S	2	2 6	2 4				
17	Cloro	Cl	2	2 6	2 5				
18	Argón	A	2	2 6	2 6				
19	Potasio	K	2	2 6	2 6	1			
20	Calcio	Ca	2	2 6	2 6	2			
24	Cromo	Cr	2	2 6	2 6 5	1			
25	Magnesio	Mn	2	2 6	2 6 5	2			
26	Hierro	Fe	2	2 6	2 6 6	2			
27	Cobalto	Co	2	2 6	2 6 7	2			
28	Níquel	Ni	2	2 6	2 6 8	2			
29	Cobre	Cu	2	2 6	2 6 10	1			
30	Cinc	Zn	2	2 6	2 6 10	2			
33	Arsénico	As	2	2 6	2 6 10	2 3			
34	Selenio	Se	2	2 6	2 6 10	2 4			
35	Bromo	Br	2	2 6	2 6 10	2 5			
47	Plata	Ag	2	2 6	2 6 10	2 6 10	1		
48	Cadmio	Cd	2	2 6	2 6 10	2 6 10	2		
50	Estaño	Sn	2	2 6	2 6 10	2 6 10	2 2		
52	Teluro	Te	2	2 6	2 6 10	2 6 10	2 4		
53	Iodo	I	2	2 6	2 6 10	2 6 10	2 5		
56	Bario	Ba	2	2 6	2 6 10	2 6 10	2 6	2	
73	Tántalo	Ta	2	2 6	2 6 10	2 6 10 14	2 6 3	2	
74	Tungsteno	W	2	2 6	2 6 10	2 6 10 14	2 6 4	2	
78	Platino	Pt	2	2 6	2 6 10	2 6 10 14	2 6 9	1	
79	Oro	Au	2	2 6	2 6 10	2 6 10 14	2 6 10	1	
80	Mercurio	Hg	2	2 6	2 6 10	2 6 10 14	2 6 10	2	
82	Plomo	Pl	2	2 6	2 6 10	2 6 10 14	2 6 10	2 2	
83	Bismuto	Bi	2	2 6	2 6 10	2 6 10 14	2 6 10	2 3	
88	Radio	Ra	2	2 6	2 6 10	2 6 10 14	2 6 10	2 6	1
92	Uranio	U	2	2 6	2 6 10	2 6 10 14	2 6 10	2 6 4	2

↑ **Tabla 2.1.** Número atómico, símbolo y configuración electrónica de los primeros 92 elementos químicos simples. En la actualidad el grupo de los actínidos, en la tabla representado por el uranio, lo forman los elementos 89 al 103 inclusive. Los últimos metales descubiertos son los elementos 104 al 111.

1.2. El despegue de la Físico-química moderna

Una vez descubierto el electrón, se activan las ideas de **Arrhenius** (1884) que toman consistencia con la Físico-química moderna de **Walther Nerts** (*Teoría química*, 1893), quien fijó los **principios termodinámicos** de la pila, al establecer la fem que produce en función de ciertas propiedades de la misma. La ecuación que lleva su nombre se utiliza en la actualidad, aunque su principal aportación es el tercer principio de la Termodinámica.

De todas las variadas y complejas reacciones químicas, a nosotros, nos interesa estudiar los principios y leyes que rigen el comportamiento de la **electricidad** cuando se desplaza por conductores de **segunda clase** o electrólitos; y, viceversa: la **reacción secundaria** que se produce en una **disolución electrolítica**.

Algunos cuerpos líquidos, al igual que conocemos en los sólidos, son buenos conductores y otros presentan tan elevada resistividad que se comportan como aislantes. Este es el caso de la **elevada resistividad del agua pura** ($\rho = 25 \cdot 10^6\ \Omega \cdot cm^2/cm$) que es un aislante como demostró **Nernst**. No obstante, aunque químicamente pura es aislante, en contacto con la atmósfera absorbe gases de ella (anhídrido carbónico principalmente) que disminuye mucho su resistividad.

El **agua destilada** tiene una **resistividad del orden** de ($\rho = 100 \cdot 10^3\ \Omega \cdot cm^2/cm$), de ahí que en esta unidad 2, en el estudio de las baterías eléctricas insistamos siempre que a la hora de reponer agua en el electrólito debe ser **agua destilada**. Comprobar datos del envase del suministrador con los datos de las disoluciones que indicamos en la tabla 2.2.

Líquido	Resistividad (ρ) en $\Omega \cdot cm^2/cm$
Agua absolutamente pura	$25 \cdot 10^6$
Disolución de sulfato de cobre (1,8%)	22,6
Disolución saturada de carbonato sódico	12
Cloruro sódico o sal común (1,6%)	5,2
Disolución de sosa (1,5%)	2,9
Disolución saturada de sal de amoniaco	2,56
Disolución de ácido sulfúrico (8%)	1,12
Disolución de ácido sulfúrico (10%)	0,85
Mercurio	$0,0000958 = 95,8 \cdot 10^{-6}$
Para pasar a $\Omega \cdot mm^2/m$ hay que multiplicar estos valores por 10^4.	

↑ **Tabla 2.2.** Resistividad de algunos líquidos.

La **resistividad** de los **líquidos** es en general **mucho mayor** que la de los sólidos, pero al **aumentar la temperatura** por efecto Joule su **resistividad disminuye** y por tanto su resistencia también disminuye cuando aumenta la temperatura por el paso de la corriente eléctrica. Es decir, tienen un **coeficiente de temperatura negativo** a temperatura superior a la ambiente.

vocabulario

Acumulador

Es una pila electrolítica destinada a la generación de energía eléctrica y que después de descargada, puede volver a la situación de cargada mediante una circulación de corriente en dirección opuesta a la producida cuando se descarga. La pila electrolítica así concebida se **denomina** y se **clasifica** dentro del grupo de **pilas secundarias**.

Acumulador de plomo-ácido

Acumulador en el cual las placas negativas son de plomo esponjoso, las positivas de dióxido de plomo y el electrólito es ácido sulfúrico diluido (ver plomo).

vocabulario

Español - Inglés

Acumulador de plomo-ácido: *lead-acid accumulator.*

Ánodo: *anode.*

Cátodo: *cathode.*

Batería: *battery.*

vocabulario

Activación

Proceso por el cual una **batería de reserva** se hace funcional, normalmente por adición del electrólito. La batería de reserva y el electrólito se suministran por separado (ver batería de reserva).

Anión

1) Sustancia (grupo radical ácido y oxidrilos) en el electrólito que transporta la carga negativa desplazándose hasta el ánodo. 2) Elemento electronegativo de un molécula que en la electrólisis se dirige al ánodo.

Ánodo

Electrodo por el que entra la corriente en un dispositivo. Es el terminal positivo en un baño electrolítico de galvanoplastia, pero el terminal negativo en una batería. 2) En un tubo de vacío, el electrodo hacia el que fluye el haz de electrones. 3) **Electrodo de una celda electroquímica donde tiene lugar la oxidación anódica o pérdida de electrones. Durante la descarga, el ánodo es el polo negativo de la celda.**

Si el líquido conductor es un elemento químico simple (por ejemplo elementos de la tabla 2.1 pertenecientes la tabla del sistema periódico), a temperatura ambiente, la conducción se verifica igual que en los sólidos, pero a temperatura ambiente no hay más cuerpo simple en estado líquido que el mercurio.

Las disoluciones de ácidos (ácido sulfúrico H_2SO_4 disuelto en agua H_2O) y las disoluciones de sales metálicas (como el sulfato de cobre $CuSO_4$ disuelto también en agua H_2O), son líquidos conductores.

En el momento actual han surgido nuevas aplicaciones: vehículos eléctricos, ordenadores portátiles, energía solar, nivelación de picos de demanda, sistemas de alimentación ininterrumpida, etc., que han originado infinidad de nuevos sistemas electroquímicos, en algunos casos completamente diferentes a los tradicionales. El gran mercado potencial de nuevos usos de las baterías es la causa del gran esfuerzo de I+D que están realizando tanto las empresas privadas como los organismos oficiales de los principales países.

2. Electrólisis

Los conductores líquidos al ser recorridos por una corriente se descomponen químicamente y es este fenómeno el que los distingue de los conductores sólidos o de primera clase que no son alterados por el paso de la corriente a su través. De ahí que se **defina el fenómeno de la electrólisis como el proceso electroquímico mediante el cual los conductores líquidos son descompuestos químicamente al ser recorridos por una corriente eléctrica.**

Se debe al físico y químico sueco **Svante Arrhenius (1859-1929)** el concepto de **disociación electrónica** (1884) que consiste simplemente en que los ácidos, las bases y las sales (soluto) al disolverse en un líquido disocian sus moléculas, o lo que es lo mismo: **las moléculas del soluto se descomponen en iones positivos (cationes) y en iones negativos (aniones).** Esto se debe a la acción disolvente (fuerzas de disociación) del medio o por efecto de la fusión. **La disolución así obtenida es el electrólito.**

Si a través de los electrodos sometemos a tensión al **electrólito** los **iones positivos (cationes)** se dirigen hacia el **cátodo o polo negativo** y los **iones negativos (aniones) se dirigen hacia el ánodo o polo positivo.** El **movimiento** de los electrones (corriente eléctrica) a través del electrólito se efectúa, pues, utilizando los **iones como portadores**, de ahí que a esta corriente eléctrica se le denomine «**iónica**» y se desplaza en el **sentido real electrónico** de los electrones negativos, del **cátodo (–) hacia el polo positivo o ánodo (+).** Todo lo contrario del sentido convencional de la corriente eléctrica que decimos, en Electrotecnia, circula del polo positivo hacia el polo negativo.

En los electrólitos el hidrógeno y los metales son cationes (+) que se desplazan con el sentido convencional de la corriente hacia el cátodo (–). Mientras que los grupos radicales ácidos y oxidrilos se mueven transportando los electrones hacia el ánodo (+).

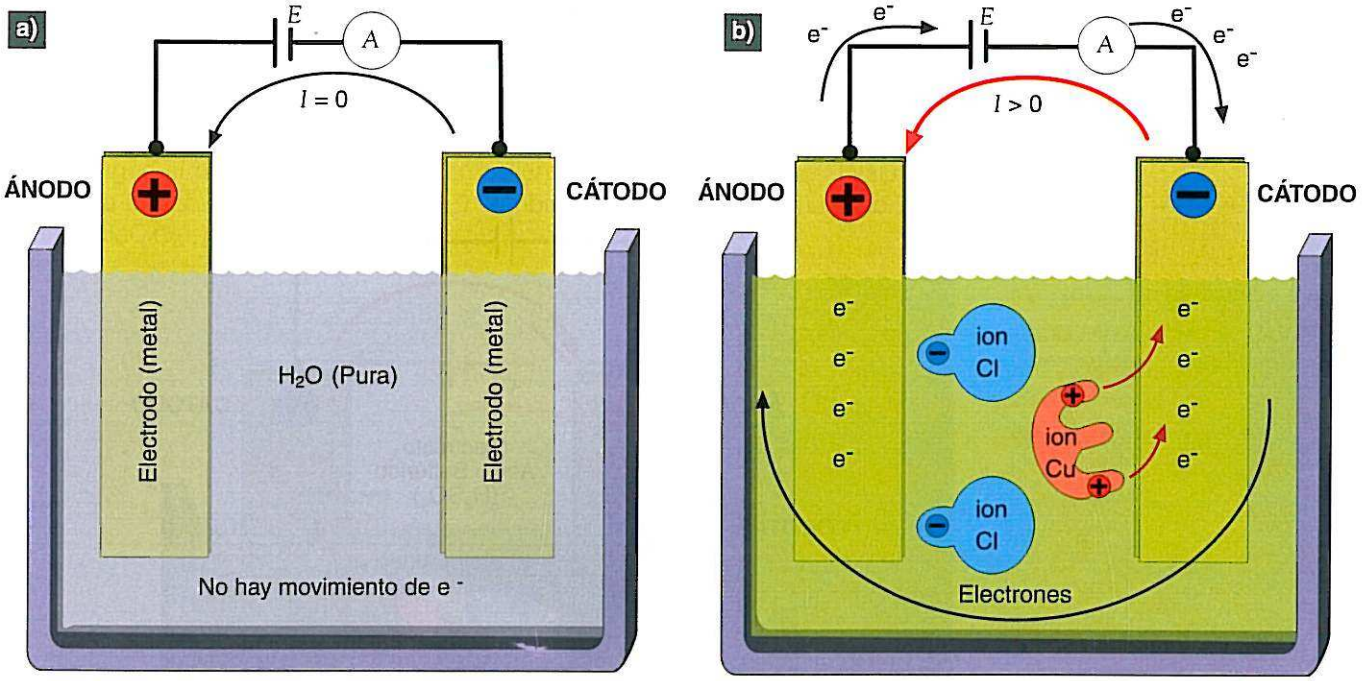
Estos conceptos se pueden ver con la exposición de la teoría electrónica de la electrólisis que indicamos a continuación.

2.1. Teoría electrónica de la electrólisis

Sea un recipiente, llamado **cuba electrolítica**, en el que echamos agua pura (H_2O) y le introducimos dos electrodos metálicos, por ejemplo de platino, tal y como se indica en la figura 2.2a. Si sometemos el circuito a una tensión mediante un generador *E*, observamos que el amperímetro no marca valor alguno de corriente eléctrica, es decir, la intensidad del circuito cerrado es cero amperios ($I = 0$ A).

Echamos en el agua pura, cloruro de cobre ($CuCl_2$), cuya molécula está constituida por dos átomos de cloro (Cl) unidos a un átomo de cobre (Cu), y se produce la disociación formándose dos iones cloro negativos (–) y un ion cobre positivo (+). Los iones cloro se desplazan hacia el ánodo (+) y se llevan los dos electrones (e^{--}), que son tomados por el electrodo neutralizando los dos átomos de cloro, cuya unión química, produce una molécula de cloro que queda libre o se disuelve en la solución.

Por otro lado, el ion de cobre, procedente de la disociación del $CuCl_2$, tiene dos electrones en defecto (+ +), **–se los llevaron los iones cloro–**, y se dirige hacia el cátodo (–) quien le suministra los dos electrones (e^{--}) que le faltan, convirtiéndose en átomo de cobre neutro que se deposita sobre este electrodo del cátodo (–).



H_2O pura, corriente nula
No hay electrólito propiamente dicho, pues la $I = 0$

Echamos en el agua pura, cloruro de cobre ($CuCl_2$).
Electrólito = H_2O (pura) + $CuCl_2$

↑ **Figura 2.2.** Teoría electrónica de la electrólisis: a) No hay disociación electrónica del agua pura. b) Disociación de la molécula de cloruro de cobre ($Cu\ Cl_2$).

En resumen, todo esto se traduce en **el transporte de electrones (e^-) del cátodo (–) al ánodo (+), o sea, la conducción de la corriente electrónica a través del electrólito, en obtenerse en el ánodo (+) el radical cloro; y, en depositarse en el cátodo (–) el metal cobre.**

Como sabemos, el desarrollo de esta teoría electrónica de la electrólisis da lugar a múltiples aplicaciones en **galvanostegia, galvanoplastía** y en **electrometalurgía** para la obtención de metales como **aluminio, plomo, hierro, cobre electrolítico**, etc.

vocabulario

Autodescarga

Pérdida de capacidad de una batería cuando está almacenada en circuito abierto por la acción de las pilas locales de las placas (ver rejilla).

Avogrado (numero de)

Número de moléculas-gramo y, por consiguiente, número de átomos contenidos en un átomo-gramo. Esta hipótesis formulada por Amadeo Avogadro en 1811, ha dado lugar al número que lleva su nombre cuyo valor es actualmente $6{,}0296 \cdot 10^{23}$.

EJEMPLO

Electrólisis de una disolución de ácido sulfúrico (H_2SO_4) (figura 2.3).

Solución:

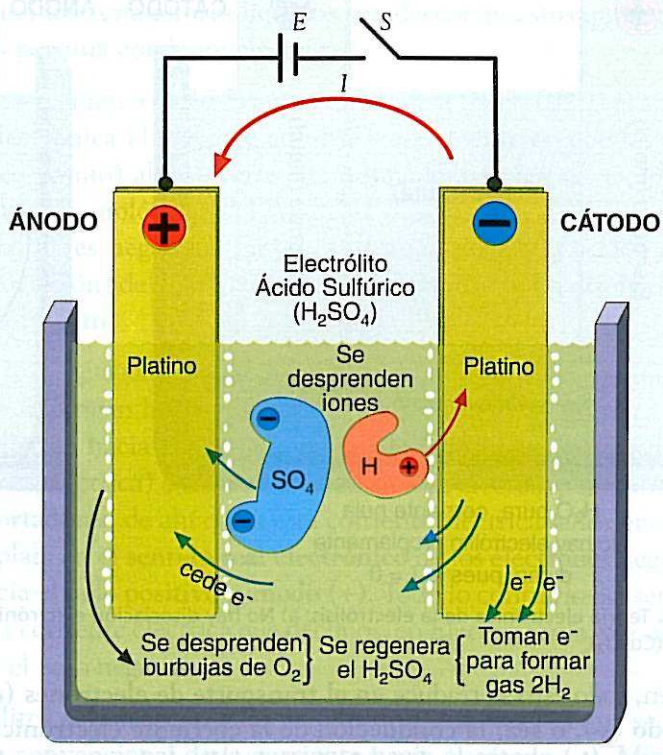
Al agregar el ácido sulfúrico H_2SO_4 en la cuba electrolítica de la figura 2.3, donde se han introducido dos electrodos de platino, se disocia en iones: $H_2SO_4 = 2H^+ + SO_4^{--}$.

Al someter a tensión el electrólito, cerrando el interruptor S, se produce el desplazamiento de iones de la siguiente forma:

Los iones H^+ se depositan en el cátodo (–) tomando electrones para formar el gas hidrógeno $2H_2$ que se desprende de este electrodo.

Los iones SO_4^{--} se desplazan al ánodo (+) cediendo dos electrones. El radical SO_4 inestable reacciona con el agua del electrólito desprendiéndose burbujas de oxígeno O_2 en el ánodo (+) y regenerándose finalmente el H_2SO_4

El efecto práctico es que el oxígeno se desprende en el ánodo (+), y el hidrógeno, en proporción doble, en el cátodo (–), regenerándose el ácido sulfúrico H_2SO_4, es decir, que no se ha realizado sino la descomposición electroquímica del agua en sus elementos simples. Este efecto de la desaparición del agua por su descomposición electrolítica es el que produce los gases en el proceso de carga de los acumuladores de Pb-ácido, como veremos más adelante, llegando a producir la ebullición del mismo. Por otro lado, la regeneración del electrólito produce un aumento de la densidad del mismo y se utiliza como un indicador del estado de carga.



↑ **Figura 2.3.** Electrólisis de una disolución de ácido sulfúrico (H_2SO_4).

Si el proceso electrolítico descrito en el ejemplo continúa permanentemente sin agregar nada de electrólito, se irá descomponiendo en H_2 y en O_2 toda el agua H_2O inicial, hasta que finalmente, solo quede ácido sulfúrico puro. En realidad

esto no es posible pues al ir disminuyendo el disolvente las pocas moléculas ionizadas de ácido sulfúrico se vuelven aislantes y cesa el paso de la corriente, $I = 0$ A.

EJEMPLO

Electrólisis de una disolución de cloruro sódico (NaCl) (figura 2.4).

Solución:

En este caso la disolución de *cloruro sódico (NaCl)* es el electrólito. Conductor que se disocia según: $NaCl = Cl^- + Na^+$

Al someter a tensión, cerrando el interruptor S, en el electrólito los iones transportan la corriente según la siguiente secuencia:

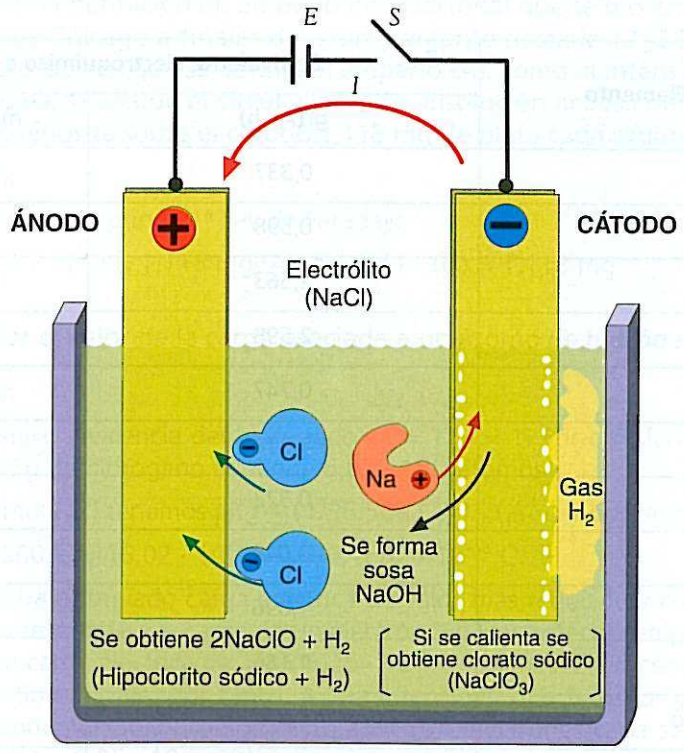
Los iones Na^+ se depositan en el cátodo ($Na^+ + e^- = Na$) y el sodio (Na) reacciona con el agua (H_2O), formándose hidróxido de sodio NaOH (sosa cáustica) más hidrógeno:

$2Na + 2H_2O = 2\ NaOH + H_2$. La sosa cáustica se queda en la disolución y el hidrógeno H_2 se desprende del cátodo.

Por otro lado, al ánodo van los iones cloro Cl^-, cediendo electrones, es decir: ($Cl^- = Cl + e^-$), y el gas cloro en parte se desprende según $2Cl = Cl_2$ y por otra parte reacciona con la disolución en la que se ha formado hidróxido de sodio (2NaOH), para obtener hipoclorito sódico (2NaClO) más hidrógeno que se disuelve: $2Cl + 2NaOH = 2NaClO + H_2$

Por tanto, el electrólito se empobrece gradualmente de cloruro sódico (ClNa), enriqueciéndose en sodio (Na) y desprendiendo hidrógeno (H_2).

Si se sigue el proceso con el baño en caliente, el hidróxido sódico (2NaOH), llegaría a reaccionar con cloro ($2Cl_2$) combinándose para formar clorato sódico ($NaClO_3$), gran oxidante.



↑ **Figura 2.4.** Electrólisis de una disolución de cloruro sódico (NaCl).

vocabulario

Batería

Ver acumulador.

Batería secundaria

Batería que, después de descargada, puede llevarse al estado de batería plenamente cargada, por el paso de una corriente eléctrica que circule en sentido opuesto al de la descarga.

Batería de reserva

Batería que se almacena inactiva y que en el momento de su utilización es activada. La activación puede realizarse por varios mecanismos, según el tipo de batería, como la adición de electrólito o el aumento de temperatura (ver activación).

2.2. Leyes de Faraday en la electrólisis

vocabulario

Capacidad

Cantidad de electricidad que puede obtenerse durante una descarga completa del acumulador plenamente cargado.

Como los iones disociados de cada sustancia son los que transportan los electrones, se trata de cuantificar qué relación existe entre el peso de sustancia electrolíticamente descompuesta y la cantidad de electricidad transportada. Esta relación la cuantifican las leyes de Faraday que tienen por enunciado y expresión:

1ª Ley de Faraday: el peso de sustancia electrolíticamente descompuesta y que aparece en los electrodos es proporcional a la cantidad de electricidad transportada. Tiene por expresión

[1] $p = c \cdot Q = c \cdot I \cdot t$

p: peso del metal descompuesto o depositado en gramos (g)

c: equivalente electroquímico de cada elemento químico. Viene determinado por la 2ª Ley

Q: cantidad de electricidad en culombios (C)

I: intensidad de la corriente en amperios (A)

t: tiempo en segundos (s)

2ª Ley de Faraday: los pesos liberados por cantidades iguales de electricidad están en la misma relación que los equivalentes químicos A/n. Donde A es el peso atómico y n la valencia. Se expresa:

[2] $p/Q = 1/(96.500\ C/g) \cdot (A/n) = k \cdot (A/n)$

La constante $k = 1/(96.500\ C/g)$ es un valor deducido de numerosos ensayos y se interpreta como la cantidad de electricidad de 96.500 C que descomponen siempre A/n gramos de metal por segundo, cualquiera que este sea.

Para facilitar los cálculos y evitar tener que calcular los pesos atómicos y las valencias, a continuación exponemos la tabla 2.3 del equivalente electroquímico de algunos elementos expresado en g/(A · h) y en mg/(A · s). (mg depositados por la electrólisis de 1C = 1A · s)

Elemento	Equivalente electroquímico *c*	
	g/(A · h)	mg/(A · s)
Aluminio	0,337	0,094
Azufre	0,598	0,166
Bario	2,563	0,712
Bismuto	2,598	0,722
Cálcio	0,747	0,207
Cinc	1,218	0,338
Cloro	0,322	0,089
Cromo	0,648	0,180
Cobalto	1,096	0,305
Cobre	1,186	0,329
Hidrógeno	0,037	0,010
Hierro	1,044	0,290

Elemento	Equivalente electroquímico *c*	
	g/(A · h)	mg/(A · s)
Magnesio	0,453	0,126
Manganeso	1,026	0,285
Mercurio	3,729	1,036
Níquel	1,078	0,299
Nitrógeno	0,161	0,045
Oro	2,452	0,682
Oxígeno	0,298	0,083
Plata	4,024	1,118
Platino	1,817	0,505
Plomo	3,858	1,072
Potasio	1,458	0,405
Sodio	0,860	0,239
Tungsteno	1,144	0,320
Yodo	4,735	1,320
Nota: Para convertir los g/(A · h) en mg/(A · s) basta con multiplicar por el factor 1.000/3.600.		

↑ **Tabla 2.3.** Equivalente electroquímico *c* de algunos elementos ordenados alfabéticamente.

vocabulario

Catión

Elemento electropositivo de una molécula que en la electrólisis se dirige al cátodo. El hidrógeno y los metales, o los radicales equivalentes, que se desplazan con la corriente eléctrica al cátodo.

Cátodo electrolítico

1) Electrodo a través del cual la corriente abandona un conductor no metálico y en el que se descargan los iones positivos y se forman los negativos.

2) Polo negativo de un generador de electricidad o de una batería eléctrica (ver ion).

EJEMPLOS

■ **Demostrar la definición de amperio internacional que se dio en la conferencia de Chicago a finales del s. XIX y vigente hasta la 17ª CGPM de 1947. Recordemos que se definía el amperio (A), como la intensidad de corriente eléctrica que al circular por una disolución acuosa de nitrato de plata deposita sobre el cátodo 1,118 mg de plata cada segundo.**

Solución:

Efectivamente, según la 1ª Ley de Faraday:

$p = c \cdot Q = c \cdot I \cdot t = 1{,}118\ \text{mg/(A} \cdot \text{s)} \cdot 1\text{(A)} \cdot 1\text{(s)} = 1{,}118\ \text{mg}$

■ **Demostrar el valor de la carga asociada a un átomo de hidrógeno.**

Solución:

Peso atómico y valencia del hidrógeno: $A = 1$, $n = 1$. Por otro lado sabemos que 1g de hidrógeno contiene $6{,}02 \cdot 10^{23}$ átomos.

De la fórmula [2] tenemos $p/Q = (1/96.500\ C/g) \cdot (A/n)$ y por tanto:

$Q = (96.500\ C/g)/(6{,}02 \cdot 10^{23}\ g^{-1}) = 0{,}1602 \cdot 10^{-18}\ C$.

Nunca se ha observado carga eléctrica de valor más reducido y como sabemos corresponde a la carga de un electrón. En Electrotecnia empleamos siempre la carga eléctrica de $1C = 6{,}25 \cdot 10^{18}$ electrones. El amperio internacional (SI) equivale, por tanto, a una intensidad que transporta por el medio conductor, sólido o líquido, $6{,}25 \cdot 10^{18}$ electrones cada segundo. ($1A = 1C/1s = 6{,}25 \cdot 10^{18}\ e^-/s$).

vocabulario

Español - Inglés

Cátodo electrolítico: *electrolytic cathode.*

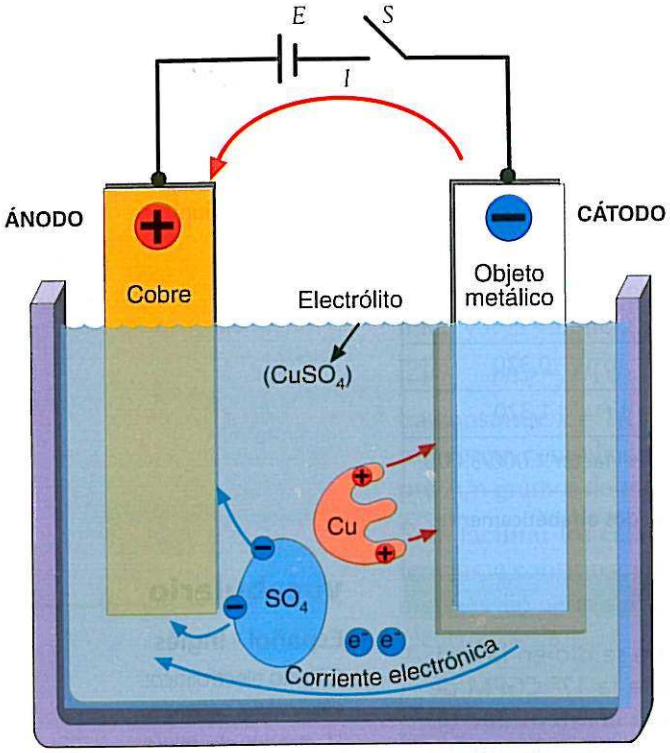
Electrodo: *electrode.*

Electrólito: *electrolyte.*

2.3. Electrólisis de una disolución de sulfato de cobre ($CuSO_4$)

Vamos a describir a continuación la electrólisis de una disolución de sulfato de cobre ($Cu\,SO_4$) con electrodos de cobre (Cu) como una aplicación muy significativa para la obtención de cobre electrolítico.

En una cuba electrolítica con electrodos de cobre (Cu) como la figura 2.5 echamos sulfato de cobre que en su **forma anhidra ($CuSO_4$) es de color blanco** y de color azulado en su forma sulfato de cobre pentahidratado ($CuSO_4 \cdot 5H_2O$).



↑ **Figura 2.5.** Electrólisis para la obtención del cobre electrolítico puro.

El ($CuSO_4$) se disocia en la forma $CuSO_4^{--} = SO_4^{--} + Cu^{++}$. Al someter a tensión, el transporte de corriente y desplazamiento de los iones se produce de la siguiente forma:

Los iones Cu^{++} **depositan en el cátodo el metal cobre** en la forma $Cu = Cu^{++} + 2e^-$, el cual se suma a la red cristalina del cobre del cátodo aumentando este de masa. Por otro lado, los iones SO_4^{--} se dirigen hacia el ánodo en la forma $SO_4^{--} = SO_4 + 2e^-$, siendo el inestable radical SO_4 el que ataca al cobre del ánodo en la forma $SO_4 + 2e^-$ **que lo disuelve en el electrólito en su forma inicial de sulfato de cobre ($Cu\,SO_4$).**

En resumen, se descompone, exento de impurezas, el Cu del ánodo para transportarlo a través del electrólito y depositarlo puro en el cátodo. Acabamos de obtener cobre electrolítico puro.

Si en el ánodo se coloca cobre con impurezas, estas se van desprendiendo al lodo del fondo de la cuba y en el caso de colocar electrodos de platino, por ejemplo, el cátodo se va recubriendo de cobre, con dificultad, o en su defecto debajo del electrodo se van depositando escamas de cobre.

EJEMPLO

Cálculo de la energía eléctrica para obtener 300 g de Cu.

Se alimenta una cuba electrolítica de ($CuSO_4$) como la de la figura 2.5 con una tensión de c.c. de 24 V. Calcular la energía eléctrica necesaria para obtener 300 g de Cu electrolítico con una intensidad de 10A.

Solución:

De la fórmula [1] tenemos $p = c \cdot Q = c \cdot I \cdot t$ y en la tabla 2.3 vemos que el equivalente electroquímico del Cu es: $c = 0{,}329$ mg/(A · s)

$p = c \cdot Q = c \cdot I \cdot t$

$t = p / c \cdot I = 300$ g/ [0,329 mg/(A · s) · 10 A] = 91.185,4 s = 91.185,4/3600 = = 25,33 horas

Con una tensión de 24V

$W = U \cdot I \cdot t = 24 \cdot 10 \cdot 25{,}33 = 6{,}079$ kW · h

3. Reacción de oxidación-reducción

Con lo estudiado en apartados anteriores, hemos interpretado los principios, leyes y aplicaciones de la electrólisis, o lo que es lo mismo, cómo se comporta la electricidad cuando se desplaza por conductores de segunda clase **transportando electrones (e^-) del cátodo (–) al ánodo (+) a través del electrólito. En este caso el electrólito y los electrodos actúan en su conjunto como un receptor eléctrico.**

Pero a nosotros nos interesa utilizar el **electrólito** como **generador** de electricidad, pila electrolítica, batería, o acumulador. Esto resulta fácil si tenemos en cuenta dos conceptos: a) **Potencial de electrodo** (E_o), que se producen con el transporte de electrones en la **reacción oxidación-reducción** entre un cuerpo oxidante y otro reductor (principio en el que se basa la teoría electrónica de las pilas). b) **Reacción secundaria** que se produce en una **disolución electrolítica**, como proceso reversible en el que se basa el funcionamiento del acumulador.

vocabulario

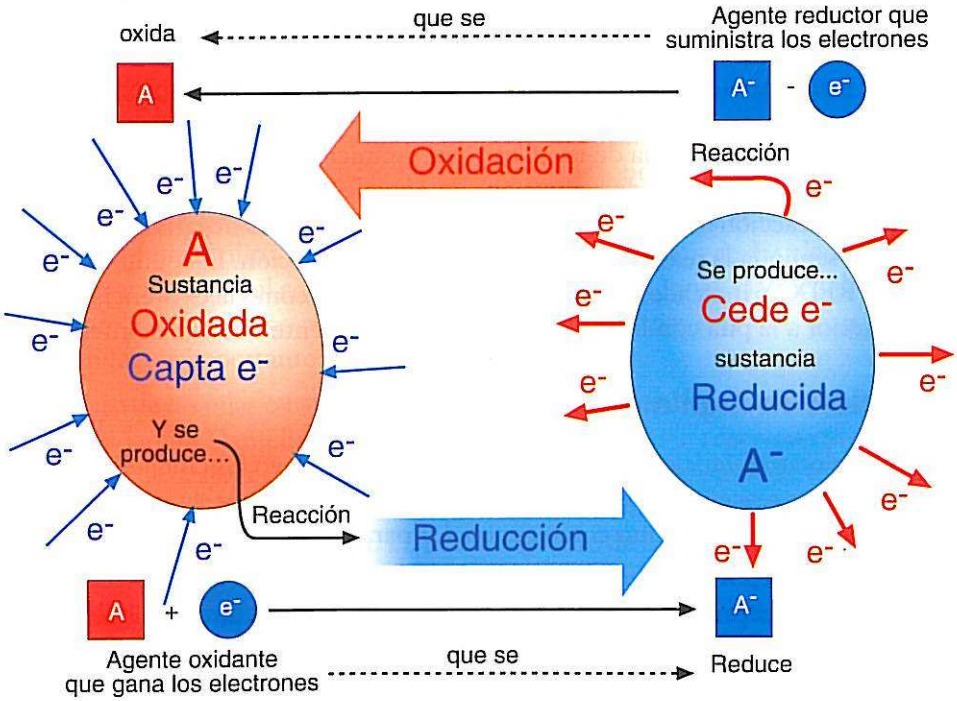
Copolímero de estireno y acrilonitrilo.
Ver SAN.

Hay sustancias que tienen una elevada capacidad para captar o ceder electrones. Se conoce como **reacciones de oxidación-reducción** (PAR REDOX) **a la transferencia de electrones entre dos sustancias o elementos químicos, uno oxidante y otro reductor.** Es una reacción química correspondiente a la acción de un oxidante sobre un cuerpo reductor, que da lugar a la reducción del oxidante y a la oxidación del reductor. La **oxidación de un cuerpo corresponde a la pérdida de electrones** y la **reducción corresponde a una ganancia de electrones.** Para que exista la reacción oxidación-reducción siempre tiene que haber un elemento que ceda electrones y otro que los capte. Esto se representa en la figura 2.6, en la que observamos:

caso **práctico** inicial

Fenómeno de oxidación-reducción en el que se basa la teoría electrónica de las pilas para producir electricidad.

- El **agente oxidante** es el elemento químico que **capta electrones**, quedando con un estado de oxidación inferior al que tenía, es decir, reducido.
- El **agente reductor** es aquel elemento químico que **cede electrones** de su estructura química al medio, aumentando su estado de oxidación, es decir, oxidándose.



← **Figura 2.6.** Reacción oxidación-reducción. PAR REDOX.

Para poder prever el resultado de estas reacciones es importante clasificar los oxidantes y los reductores por su fuerza considerando los PARES REDOX, representados por las semirreacciones que hacen intervenir explícitamente los electrones y en las que se pueden descomponer las reacciones de oxidación-reducción. Esto nos llevaría a la aplicación de la fórmula de Nernst, fuera de nuestros objetivos; y por el contrario, es muy útil recurrir a la teoría de las pilas electroquímicas donde aparece el concepto de **potencial de electrodo** que nos permite realizar una clasificación cuantitativa de los PARES REDOX, tal y como se indica en la tabla 2.4.

PAR REDOX	E_o (voltios) a 25 °C	PAR REDOX	E_o (voltios) a 25 °C
$Li \rightleftarrows Li^+ + e^-$	−3,0	$Sn^{2+} \rightleftarrows Sn^{4+} + 2e^-$	+0,15
$K \rightleftarrows K^+ + e^-$	−2,92	$Cu^+ \rightleftarrows Cu^{2+} + e^-$	+0,16
$Ca \rightleftarrows Ca^{2+} + 2e^-$	−2,87	$Cu \rightleftarrows Cu^{2+} + 2e^-$	+0,34
$Na \rightleftarrows Na^+ + e^-$	−2,71	$2I^- \rightleftarrows I_2 + 2e^-$	+0,53
$Mg \rightleftarrows Mg^{2+} + 2e^-$	−2,35	$Fe^{2+} \rightleftarrows Fe^{3+} + e^-$	+0,77
$Al \rightleftarrows Al^{3+} + 3e^-$	−1,67	$Ag \rightleftarrows Ag^+ + e^-$	+0,80
$Zn \rightleftarrows Zn^{2+} + 2e^-$	−0,76	$Hg \rightleftarrows Hg^{2+} + 2e^-$	+0,85
$Fe \rightleftarrows Fe^{2+} + 2e^-$	−0,44	$Hg_2 \rightleftarrows 2Hg^{2+} + 2e^-$	+0,91
$Cd \rightleftarrows Cd^{2+} + 2e^-$	−0,40	$2Br^- \rightleftarrows Br_2 + 2e^-$	+1,06
$Sn \rightleftarrows Sn^{2+} + 2e^-$	−0,14	$2Cl^- \rightleftarrows Cl_2 + 2e^-$	+1,36
$Pb \rightleftarrows Pb^{2+} + 2e^-$	−0,13	$Mn_2 + 4H_2O \rightleftarrows MnO_4^- + 8H^+ + 5e^-$	+1,50
$Fe \rightleftarrows Fe^{3+} + 3e^-$	−0,04	$2F^- \rightleftarrows F_2 + 2e^-$	+2,90
$H_2 \rightleftarrows 2H^+ + 2e^-$	−0,0000		

↑ **Tabla 2.4.** Serie de potenciales de electrodo (E_o) para la clasificación de las reacciones de oxidación-reducción. PAR REDOX.

Como veremos en la teoría de las pilas y por definición, el **potencial de electrodo** se refiere a la **reacción de reducción**. Potenciales **positivos** indican que en la semipila la reacción de reducción es espontánea. Potenciales **negativos** significan que en la semipila la reacción que tiene lugar es la **oxidación**. El equilibrio de los PARES REDOX indicados en la tabla 2.4 se interpreta como la existencia de una fem exterior a la pila con la que se consigue una corriente nula en su interior.

Reacción en la pila de Volta

Las pilas electroquímicas son generadores de corriente cuyo funcionamiento está asegurado por reacciones de **oxidorreducción**. Como sabemos, la más antigua y elemental es la pila de Volta como generador para producir electricidad dinámica exenta de campos electromagnéticos.

Si sustituimos la primitiva «**pila**» o columna de discos de Cu–Zn por una cuba electrolítica con electrodos metálicos de cobre (+) y de cinc (–) sumergidos en ácido sulfúrico (H_2SO_4), se obtiene:

El ácido sulfúrico (H_2SO_4) ataca al cinc cuando el circuito está cerrado y le disuelve lentamente, formando sulfato de cinc ($ZnSO_4$), dando lugar a esta transformación de energía química en eléctrica. Así, se consigue extraer electrones del ánodo y adicionarlos, en exceso, en el cátodo.

La reacción que tiene lugar: $H_2SO_4 + Zn = ZnSO_4 + 2H$, con lo que en el polo negativo se forma el sulfato de cinc ($ZnSO_4$), por lo que este metal se va disolviendo y en el polo positivo se desprenden burbujas de hidrógeno. Estas burbujas de hidrógeno (H) que rodean al polo positivo hacen que disminuya lentamente la corriente que en un circuito cerrado suministra la pila, hasta que se descargue totalmente debido a esta **polarización o fijación del hidrógeno sobre el polo positivo.**

Polarización

La reacción catódica de fijación de hidrógeno sobre el polo positivo (en las pilas el + actúa cómo cátodo) corresponde al fenómeno de polarización y crea una fem de sentido contrario que llega a anular la corriente producida por la pila.

Este fenómeno de polarización ha sido y es objeto de investigación en todos los fabricantes de pilas y acumuladores. Se considera en la actualidad la polarización como la medida de la dificultad para que tenga lugar una reacción electroquímica y existen diferentes polarizaciones que se pueden agrupar en tres tipos:

a) **Polarización de activación.** Se debe a las limitaciones de la cinética de los procesos de transferencia de carga que tienen lugar en la intercara metal-electrólito. Está relacionada con la intensidad de corriente y se debe superar una cierta energía relacionada con la caída de tensión en la intercara metal-electrólito.

b) **Polarización de concentración.** Es una consecuencia de la acumulación de materiales electroactivos cerca de la superficie del electrodo, en el proceso de disolución anódica del metal o el agotamiento de los mismos en el proceso catódico de depósito de los cationes sobre electrodo. Los cationes se mueven por un proceso de difusión, al aumentar la corriente anódica, aumenta el número de cationes disueltos sin que la velocidad de alejamiento de los cationes cambie proporcionalmente. Esto se traduce en un aumento de la fem de polarización como consecuencia del aumento de concentración de elementos anódicos cerca de la superficie del electrólito.

   La agitación y la temperatura del electrólito disminuyen la polarización de concentración por facilitar la movilidad de los iones.

c) **Polarización de resistencia.** Es la caída de tensión debida a la resistencia interna del electrólito, a las posibles películas de corrosión de los electrodos, de los separadores y del conexionado interno. Es proporcional a la densidad de corriente y en baterías o acumuladores que deben trabajar con altas intensidades es un factor importante a tener en cuenta.

En el caso de las pilas o baterías primarias el **primer avance sobre la polarización se debe a la pila Daniell de 1836**, en la que se sustituye la **reacción catódica** del electrólito de desprendimiento de hidrógeno (H_2) que acabamos de ver en la pila de Volta, por otro proceso mucho más favorable, como es, el **depósito de cobre**, que estudiamos a continuación. La **pila Leclanché de 1866** es la que más avanza al utilizar un despolarizante de dióxido de manganeso (MnO_2) que recubre el electrodo positivo de carbón que actúa como cátodo. La evolución de esta pila Leclanché ha dado lugar a las actuales de cloruro de cinc (Zn/MnO_2) y las alcalinas de óxido de manganeso ($Zn/MnO_{2\ alcalino}$).

vocabulario

Electrodo

1) Conductor que puede ser no metálico, mediante el cual una corriente circula por el interior o exterior de un líquido, gas o material aislante.

2) De un dispositivo semiconductor: elemento que realiza una o varias funciones (emitir o captar electrones o huecos o controlar sus movimientos mediante un campo eléctrico).

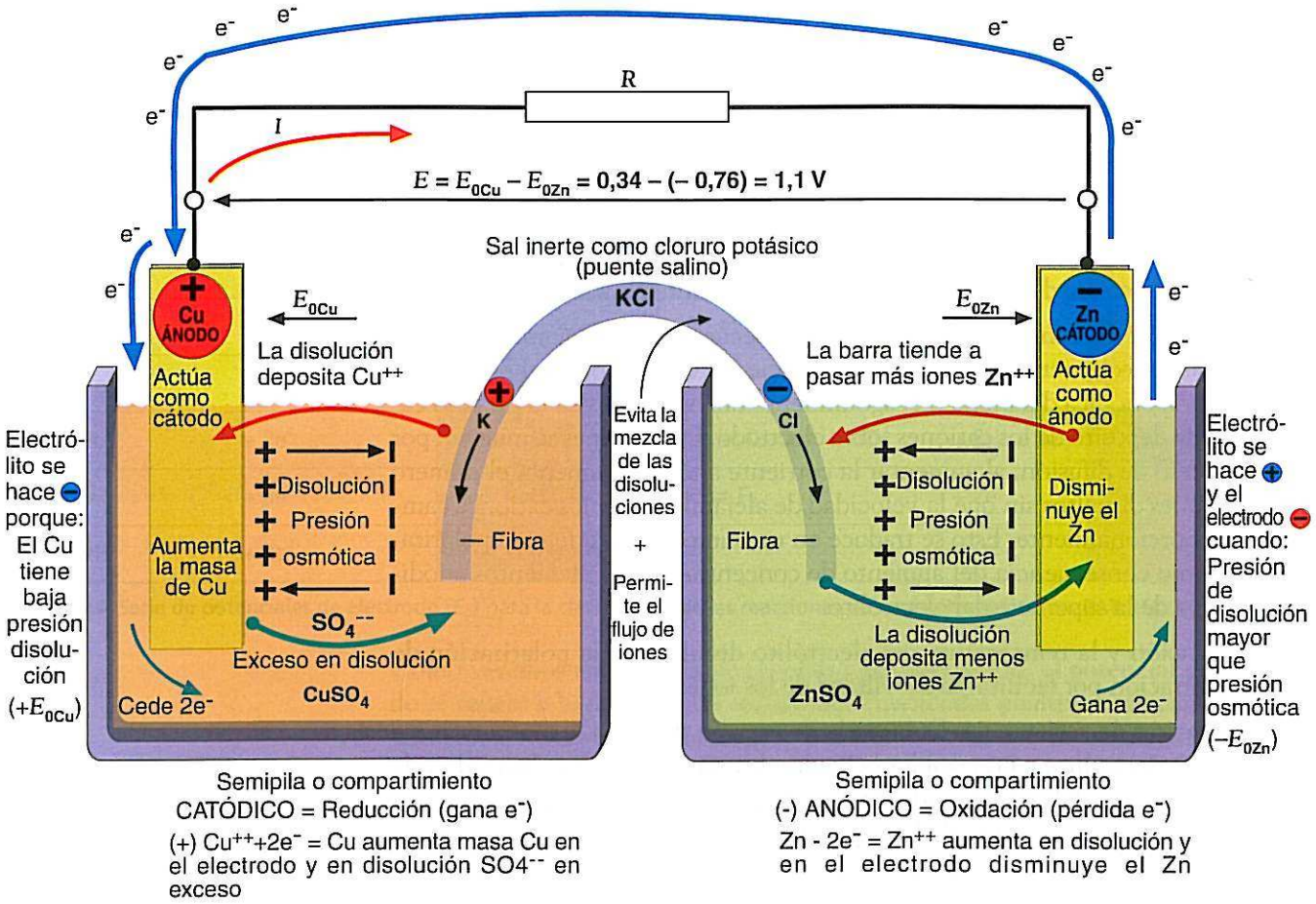
3) En una célula o **pila electrolítica:** conductor metálico en el que se produce un cambio de la conducción por electrones a la conducción por iones u otras partículas cargadas.

caso **práctico** inicial

Tipos de pilas: Volta, Daniell, Leclanché.

4. Potencial de electrodo en la pila Daniell

Como hemos visto, la teoría de las pilas electroquímicas como generadores galvánicos se basa en las reacciones de oxidación-reducción. Consideremos por ejemplo la pila Daniell formada por los mismos electrodos metálicos de cobre (+) y cinc (–) de la pila de Volta pero ahora se sustituye todo el electrólito de ácido sulfúrico (H_2SO_4) por sulfato de cobre ($CuSO_4$) junto al electrodo de cobre y sulfato de cinc ($ZnSO_4$) junto al electrodo de cinc. Ambos sulfatos se separan por una capa porosa que dificulta la mezcla y permite el paso de los iones, efecto que se consigue mediante el puente salino de cloruro potásico como se indica en la figura 2.7. De esta forma, para analizar las reacciones químicas que se producen, podemos considerar la pila Daniell, como dos semipilas que conectan en serie el compartimento catódico y el compartimento anódico que la constituyen.



↑ **Figura 2.7.** Pila Daniell. Potenciales de electrodo (E_o) y fem (E).

Como sabemos, toda sustancia disuelta en un líquido tiende a a extenderse totalmente por él, originando la **presión osmótica**, que aumenta con la concentración o número de moléculas disueltas y actúa a favor de diluir la solución y precipitar las moléculas de la materia disuelta. Por otro lado, toda barra metálica tiende a disolverse pasando sus moléculas a la disolución originando la **presión de disolución**. Ambas presiones son opuestas de tal manera que cuando predomina la presión de disolución el electrólito se hace positivo y la barra negativa, tal y como

sucede con el (+) sulfato de cinc ($ZnSO_4$) y electrodo de cinc (–) de la pila Daniell de la figura 2.7. **Este mecanismo de transferencia de carga entre la intercara metal-electrólito es la causa que crea una diferencia de potencial (ddp) entre la intercara formada por el electrodo y el electrólito.**

Esa ddp que se produce entre el electrodo y el electrólito no se puede medir directamente, pues es necesario utilizar un electrodo estable de referencia por ejemplo de cloruro potásico (ClN) como punto de unión entre los dos electrólitos de las semipilas formadas con la disposición indicada en la figura 2.7. De esta forma se mide el **potencial de electrodo E_o** que hemos definido en los PARES REDOX, cuyo valor, cuantificado con la reacción en equilibrio, figura en la tabla 2.4. **La ddp entre los electrodos de cobre y de cinc a circuito abierto, cuando no pasa corriente a través de ellos, se denomina fuerza electromotriz, fem, (E) de la pila**, y en este caso de la pila Daniell tiene por expresión la suma algebraica de los valores:

$$[3]\ E = (U_{Cu} - U_{Cu\,SO_4}) + (U_{Cu\,SO_4} - U_{Zn\,SO_4}) + (U_{Zn\,SO_4} - U_{Zn})$$

Como la ddp entre los sulfatos de Cu y de Zn del electrólito en muy pequeña, se puede despreciar, y nos queda como valor de la fem para la pila Daniell, utilizando la fórmula [4] y los valores de **potencial de electrodo, E_o**, de la tabla 2.4:

$$[4]\ E = (U_{Cu} - U_{Cu\,SO_4}) + (U_{Zn\,SO_4} - U_{Zn}) = E_{0Cu} - E_{0Zn} = 0{,}34 - (-0{,}76) = 1{,}1\ V$$

Estos conceptos aquí estudiados, son de vital importancia para comprender el funcionamiento de las baterías o acumuladores, donde al tratar de la tensión en vacío de las celdas se remite a este punto.

Cuando la pila produce corriente, los **electrones**, en el **exterior de la pila, circulan del cinc (–) al cobre (+)**; así, pues, en *el* **interior de la pila deben ser transportados del cobre al cinc**; este transporte de electrones está asegurado por los iones, como portadores, producidos por la acción de **oxidación reducción** que se produce en el electrólito junto a los electrodos. Así tenemos:

- **El electrodo positivo (Cu)** cede dos electrones a un ion Cu^{++} de la disolución, que transforman este ion en átomo Cu, depositándolo sobre el electrodo e incrementando su masa de cobre: $Cu^{++} + 2e^- = Cu$. Esto se debe a que en la disolución catódica se produce la reacción espontánea de **reducción (gana e^-)** por tener la barra de cobre una baja presión de disolución y actuar como cátodo cediendo electrones. El potencial de electrodo (E_o) es positivo.
- **El electrodo negativo (Zn)**, al mismo tiempo, recibe dos electrones procedentes de la transformación de un átomo de Zn en ion Zn^{++}, que pasa a la solución: $Zn = Zn^{++} + 2e^-$. Esto se debe a que en la disolución anódica de la semipila tiene lugar la reacción de **oxidación (pérdida de e^-)** en la que el electrodo de Zn actúa como ánodo y se reduce (gana e^-). La mayor presión de disolución aumenta con el número de moléculas disueltas de cinc que disminuye en el electrodo. El potencial de electrodo (E_o), en este caso, es negativo.

Esta pila Daniell es para funcionar en circuito cerrado, pues en circuito abierto se consumen rápidamente los electrodos. De ahí que se utilicen en la **actualidad** las pilas secas tipo **Leclanché** debido a la utilización del despolarizante indicado en el punto anterior y a que se evita la evaporación del electrólito por ir todo el conjunto herméticamente cerrado.

vocabulario

Electrólisis

Proceso electroquímico mediante el cual los conductores líquidos son descompuestos químicamente al ser recorridos por una corriente eléctrica.

Electrólito

Sustancia que da lugar a un medio conductor cuando se disuelve en un disolvente apropiado, normalmente agua (H_2O).

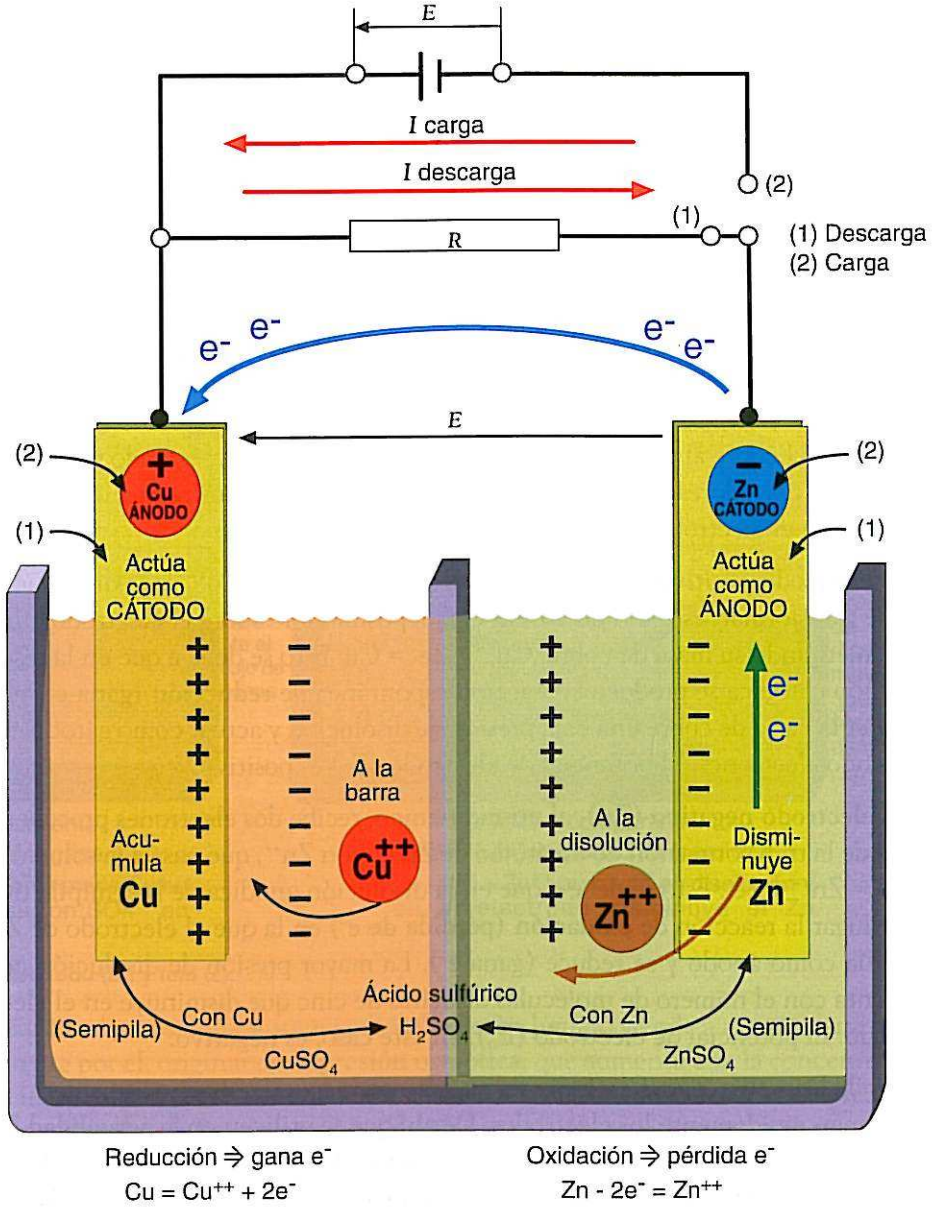
5. Reversibilidad electroquímica

vocabulario

Hidrógeno (H)

Elemento químico simple gaseoso que se encuentra en la composición del agua y es el número 1 de la clasificación periódica; su átomo está constituido por un solo protón alrededor del cual gravita un solo electrón. Su masa atómica se considera: H = 1. El átomo de hidrógeno que ha perdido un electrón, queda reducido a protón, y le llamamos ion hidrógeno. La concentración de iones de hidrógeno caracteriza la acidez o la basicidad de un medio, medida por su pH.

En la figura 2.8 representamos la pila Daniell del apartado anterior, con los dos compartimentos que forman las semipilas, el electrólito sulfato de cobre ($CuSO_4$) junto al electrodo de cobre y sulfato de cinc ($ZnSO_4$) junto al electrodo de cinc. Ambos sulfatos se separan por una capa porosa. Esta vez con un circuito eléctrico exterior en el que se intercala un conmutador con las posiciones: (2) CARGA. (1) DESCARGA. En esta posición de DESCARGA se producen las reacciones de oxidación-reducción descritas. Ahora bien, en las **pilas reversibles**, como es este caso, una débil corriente en sentido contrario a la que da la pila, proporcionada por un generador exterior conectado al circuito de la pila (conmutador en posición de CARGA), provoca la inversión de los fenómenos químicos en los electrodos, en este caso, el paso del cobre a la disolución y la precipitación del cinc.



↑ **Figura 2.8.** Pila Daniell como elemento galvánico reversible: DESCARGA /CARGA.

Ahora en la CARGA el electrodo **positivo** (+) de cobre actúa como lo que es, es decir, de **ánodo**. El electrodo negativo (–) de cinc es y actúa como **cátodo**.

Si la fem exterior es tal que no pasa corriente, hay equilibrio en la zona que rodea a cada electrodo:

$Cu^{++} + 2e^- = Cu$ y $Zn = Zn^{++} + 2e^-$

Este principio de la reversibilidad electroquímica distingue las baterías primarias (pilas) que no se pueden recuperar una vez descargadas, de las baterías secundarias (acumuladores) que admiten varios ciclos de carga-descarga con una duración de vida y capacidad mayores.

Primera batería recargable

Se debe a **Planté** (1866) la primera construcción de batería recargable del tipo plomo-ácido (Pb-ácido), precursora del actual acumulador o batería secundaria. Esta batería recargable constaba de un recipiente, cuba o celda, con electrólito de ácido sulfúrico (H_2SO_4) en la que se sumergían dos electrodos en forma de lámina de plomo (Pb) separados por una tela de franela. Planté comprobó que al circular una corriente a través de las láminas de plomo, en una de ellas se producía una capa de óxido de plomo (PbO) y en la otra una capa de plomo poroso (Pb) que se denomina esponja de plomo. Si se conectaban las dos láminas a un circuito eléctrico exterior se producía una corriente que aumentaba con el número de cargas y descargas repetidas. **A este proceso de ciclos sucesivos de carga-descarga es lo que denominamos proceso de formación de la carga.**

Este primitivo acumulador presentaba un doble inconveniente, por un lado el desprendimiento de materia activa de los electrodos y su baja capacidad. El primer inconveniente lo resolvieron **Sellon** (1881) y **Tudor** (1883) sustituyendo las láminas de plomo por electrodos en forma de rejilla que aumentaban la adherencia del material activo. El aumento de capacidad se debe a **Fauré** (1881) al empastar los electrodos con óxido de plomo que al paso de la corriente se convertía en materia activa de dióxido de plomo (PbO_2) en la placa positiva y plomo poroso (Pb) en la placa negativa. Básicamente es lo que se hace en la actualidad, como veremos más adelante.

Este acumulador de **Pb-ácido**, junto con el acumulador de **níquel-cadmio (Junger**, 1900) y el acumulador de **níquel-hierro (Edison**, 1901) son los sistemas más utilizados hasta la actualidad, donde crece la necesidad de investigar y aportar nuevos sistemas de almacenamiento de la carga eléctrica para utilizar en momentos imposibles de generación, por ejemplo, en nuestro caso de las ISFTV, en ausencia de luz solar.

Es muy importante no confundir el tipo de baterías utilizadas en el arranque para vehículos automóviles, tracción, con las baterías estacionarias utilizadas aquí en ISFTV pues, aunque ambas parten de los mismos componentes, como veremos a continuación, el tipo de prestaciones eléctricas es muy distinto: a las de tracción se les exige gran resistencia a los ciclos profundos de carga/descarga y a las de IFSV un largo periodo de autonomía (véase el epígrafe 8).

vocabulario

Ion

Radical simple o compuesto que se disocia de las sustancias al disolverse estas, y da a las disoluciones el carácter de conductividad eléctrica. El radical (átomo, molécula, o grupo de moléculas) con carga eléctrica interviene como una unidad en un compuesto químico y por no poder ser aislado, pasa inalterado de unas combinaciones a otras. El ion disocia, transporta y no puede ser alterado.

caso práctico inicial

Tipos de acumuladores: Planté, Sellon, Tudor, Fauré.

6. Acumulador o batería recargable

6.1. Funciones básicas

vocabulario

Material activo

Material de los electrodos de una batería que interviene en las reacciones electroquímicas de carga-descarga.

Debido a que las células fotovoltaicas generan electricidad en las horas de sol, el mayor problema con el que nos encontramos es **almacenar** la energía eléctrica para usarla en horas nocturnas o en momentos del día de baja insolación, de ahí la importancia del acumulador que se carga con la electricidad procedente de los módulos de energía solar, almacena la energía eléctrica, se descarga y debido a su reversibilidad se puede volver a cargar. Esta función básica de carga, almacenamiento y descarga del acumulador se complementa con:

a) Atender suministros de consumo elevado y de corta duración o de falta de tensión. Nivelación de picos.

b) Suministro de energía de apoyo en los meses de invierno. Almacenar energía en horas de bajo consumo y cederla en horas punta de demanda.

c) Garantizar, junto con el regulador, la estabilidad de funcionamiento de la ISFTV

En la actualidad para ISFTV no se utilizan baterías de arranque tradicional del automóvil y sí se utilizan baterías tipo estacionarias OPzS de Pb-ácido, níquel-cadmio (Ni-Cd), níquel-hierro (Ni-Fe).

Por ser el más generalizado, vamos a describir, en principio, los elementos constitutivos de la formación de las placas y las reacciones de oxidación-reducción de un acumulador de Pb-ácido. Debido a sus prestaciones y bajo coste, en comparación con Ni-Cd, el acumulador de Pb-ácido se utiliza en el 80% de los casos aproximadamente. Hacemos la descripción genérica y en aquellos elementos diferenciadores, que consideramos de interés, se indica si se refiere a un acumulador de Pb-ácido o de níquel-cadmio.

6.2. Elementos constitutivos

caso **práctico** inicial

Elementos constitutivos de un acumulador.

Conjunto de electrodos, electrólito y terminales de conexión en cuba con tapa cerrada y tapones de relleno.

Electrodos

Suelen ser **placas** compuestas por dos partes: la **rejilla** y el **material activo.**

La **rejilla** es el conductor eléctrico de la corriente generada y hace de soporte mecánico del material activo. Para ejercer estas funciones de retención y conducción, debe poseer las siguientes características:

- **Elevada resistencia mecánica**: factor determinante, tanto por su dureza (para aguantar procesos de estampado), como para poder soportar las vibraciones solicitadas en su funcionamiento.
- **Elevada conductividad eléctrica**: para reducir resistencia interna y por tanto las pérdidas.
- **Elevada sobretensión de desprendimiento de gases**. Durante la carga y la descarga el desprendimiento de oxígeno (O_2) en la placa positiva, y el desprendimiento de hidrógeno en la placa negativa, consume agua (H_2O) que reduce el nivel del electrólito por lo que se hace necesario que el aleante no favorezca la formación de gases.

- **Buena adherencia en la intercara rejilla-material activo**: debe evitarse el desprendimiento de la materia activa en funcionamiento con las vibraciones durante el proceso de carga-descarga.
- **Buena resistencia frente a la corrosión anódica de la rejilla positiva**: para evitar la reducción de la sección de conducción y minimizar pérdidas energéticas.
- **Colabilidad**: para evitar las grietas en las rejillas.
- **Peso**: por no intervenir en el proceso de conversión energética conviene que sea el menor posible.

En la figura 2.9 se pueden comparar las formas constructivas. El aleante, por ejemplo en baterías sin mantenimiento (SM), suele ser de plomo-calcio para la negativa (–) y de plomo-antimonio para la rejilla positiva (+). En el caso de baterías Ni–Cd suelen ser tipo bolsa.

Material activo, anódico y catódico

Es la **fuente de la energía** de la que se debe obtener el máximo rendimiento y larga vida. Se prepara en forma de pasta con una determinada consistencia que permita su aplicación a la rejilla. Debe tener las siguientes propiedades:

- **Elevada tensión**.
- **Bajo peso**: para no favorecer, por gravedad, el desprendimiento del material activo de la rejilla.
- **Adecuada porosidad y alta cohesión**: con distintos aditivos sobre fibra de vidrio o poliéster.
- **Elevada eficacia a la reacción electroquímica**. Conseguir estabilidad y evitar su descomposición.
- **Fácil fabricación y bajo costo**: minimizar coste es un objetivo prioritario de la eficiencia.
- **Buena estabilidad frente al electrodo**: tanto a la corrosión como a la adherencia.

En el caso del acumulador de **Pb-ácido** las rejillas son de las aleaciones de plomo indicadas y el material activo una mezcla de polvo de plomo oxidado con aire, agua, ácido sulfúrico, aditivos, fibras (polo +) o expansores (polo –).

En el caso del acumulador de **níquel-cadmio** se impregnan la placa positiva de nitrato de níquel y la placa negativa de nitrato de cadmio.

Electrólito

Es un **conductor de segunda clase**. Es decir, una solución acuosa de un ácido, una base o sales. Es lo que llamamos un conductor iónico que permite la transferencia de electrones en el circuito interior por medio del desplazamiento de los iones entre el ánodo y el cátodo. En algunos acumuladores actuales suele ser un gel.

El **electrólito**, en un **acumulador Pb-ácido**, se compone de una solución del 37% de ácido sulfúrico (H_2SO_4) de densidad 1,280 g/cm^3. En el acumulador de níquel-cadmio el electrólito es una solución del 25% de hidróxido potásico de densidad 1,260 g/cm^3. En ambos casos debe tener las siguientes propiedades:

- **Alta conductividad iónica**: concentración alta para reducir la resistencia eléctrica.
- **Bajo efecto corrosivo en los electrodos**: la concentración alta favorece la corrosión, por lo que hay que optimizar esta con la acción anterior que, como vemos, son contrapuestas.

↑ **Figura 2.9.** Tipos constructivos de rejillas.

a) Tipo convencional.

b) Tipo expandido moldeado para optimizar la salida de corriente.

vocabulario

Oxidación

La oxidación es la fijación del oxígeno sobre un cuerpo y casi siempre va acompañada de una reducción que es el fenómeno inverso. La oxidación anódica es el procedimiento de revestimiento electrolítico de los metales y aleaciones mediante la formación de una capa protectora de oxígeno.

El problema de la oxidación es que no llegue más allá de lo que se pretende de ella. Por ejemplo, una mala capa protectora oxidada en una estructura metálica que a través de sus poros dé lugar a una agresiva corrosión de la estructura. De la gran variedad de oxidantes existentes, nos interesan los peróxidos de plomo (PbO_2), manganeso (MnO_2) e hidrógeno (H_2O_2). El peróxido de plomo se utiliza conjuntamente con el ácido sulfúrico (SO_4H_2) y un mol de (PbO_2) produce un átomo de oxígeno.

vocabulario

Oxígeno (O)

Elemento químico simple, gaseoso, de número atómico 8 y peso atómico 16. Es muy difícil de licuar porque a presión atmosférica hierve a −183 °C . Se une a casi todos los elementos y de todos ellos, después del flúor, es el más electronegativo (capacidad para atraer electrones) con altas energías de ionización y de afinidad electrónica . En la atmósfera está en estado libre y forma las ocho novenas partes, en peso, del agua.

Peróxido

Óxido cuya molécula contiene el radical O_2^{2-} y con tratamientos con ácidos da lugar al peróxido de hidrógeno (H_2O_2). Peróxido de sodio (Na_2O_2). Peróxido de plomo (PbO_2) (ver oxidación).

- **Buena estabilidad térmica**: en ISFTV es importante que el punto de congelación sea a temperatura muy baja.
- **Bajo nivel de impurezas**: se deben minimizar las impurezas en el electrólito, lo que llamamos «barro del electrólito».
- **Bajo coste**: como el ácido sulfúrico es abundante y es el compuesto más utilizado en la industria, son factores que nos favorecen.

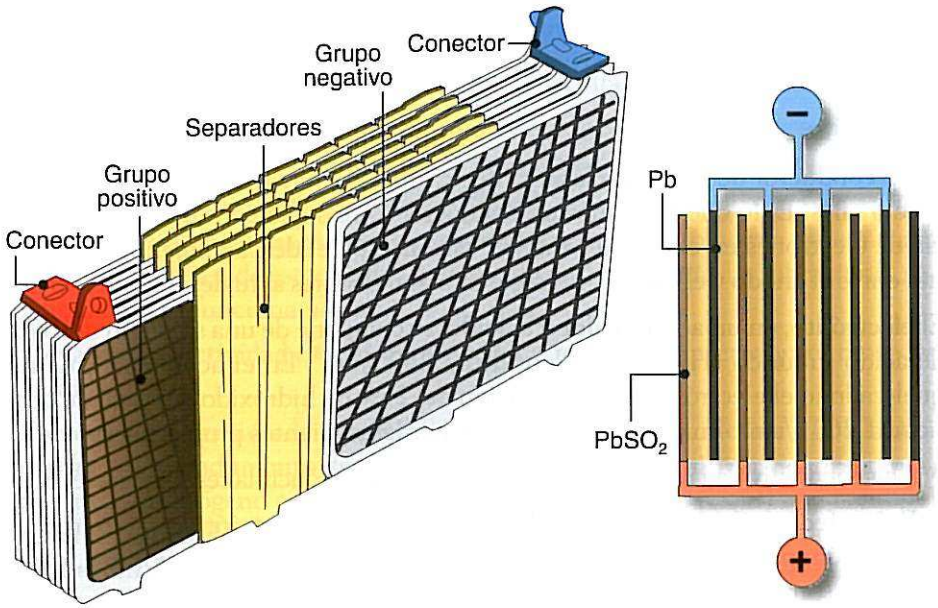
En el caso del **acumulador de Pb-ácido** el electrólito es ácido sulfúrico (H_2SO_4). Su densidad determina el estado de carga.

En el caso del **acumulador de níquel-cadmio** es una solución de hidróxido de potasio con una concentración que varía entre el 20-28% en peso y de densidad comprendida entre 1,18 a 1,270 g/cm^3. El electrólito no forma parte de la reacción y su concentración no varía durante la descarga por lo que, al contrario de lo que sucede en el de Pb-ácido, la densidad no puede utilizarse para determinar el estado de carga/descarga. Sin embargo, el acumulador de níquel-cadmio, tiene la gran ventaja de no variar su punto de congelación con la carga y de mantener constante la tensión durante la descarga.

Separadores

Material poroso celulósico con fibras de vidrio, poliéster o polietileno que se coloca entre placas consecutivas de diferente polaridad evitando el cortocircuito en el interior de la celda. A la vez que hace de aislante debe permitir el paso de iones a su través, de ahí su porosidad y propiedades siguientes:

- **Elevado poder aislante.** Entre placas y material activo de distinta polaridad eléctrica
- **Buena porosidad y permeabilidad iónica.** Buena difusión iónica.
- **Ausencia de impurezas y contaminantes.** Para disminuir pérdidas energéticas.
- **Buena resistencia mecánica.** Para facilitar la manipulación en el ensamblaje de elementos y aguantar cambios de volumen en los procesos de carga-descarga.
- **Alta resistencia a la corrosión.** Para facilitar la difusión iónica y evitar cortocircuitos.



→ **Figura 2.10.** Ensamblado de electrodos con separadores para formar un elemento.

Elemento

Conjunto ensamblado formado por un grupo de placas positivas, otro grupo de placas negativas y los separadores (figura 2.10). Todas las placas positivas y negativas se van alternando una con otra y ambas aisladas por el separador. El grupo de placas de la misma polaridad, a través de un conector, se unen eléctricamente. La capacidad depende de la superficie enfrentada de las placas, del espesor de cada placa y del número de las mismas.

Celda

Conjunto formado por un elemento, electrólito, monobloque (monobloc), tapa, tapones y conexiones. Cuando se necesita una tensión superior a la del propio elemento se conectan los elementos en serie dentro del monobloque y se pasa a denominar batería a todo el conjunto.

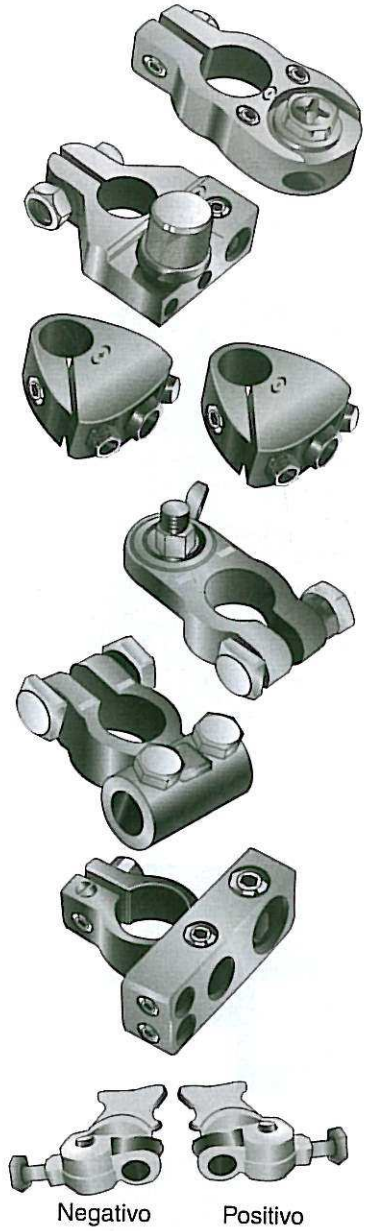
Terminales

A través del pasamuros de la tapa conectan los elementos con el circuito exterior. Se trata que sean antifugas, reforzados con cobre o latón y con tornillería de acero resistente a la corrosión. Suelen ser de M8 o M10 y se caracterizan por el par de apriete que suele tomar valores de 6-8-20 Nm. Existen varios tipo de terminales de presión y a tornillo como se indica en la figura 2.11. De debe de prestar mucha atención al **par de apriete** en Nm que indica el fabricante.

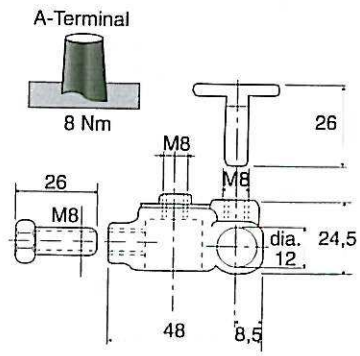
Batería monobloque

Conjunto formado en su exterior por un monobloque (copolímero de polipropileno, fórmula química $-(C_3\,H_6)_n-$), la tapa, tapones y bornes. En su interior contiene varios elementos conectados en serie y un electrólito común a todos ellos. Es la forma constructiva más tradicional en la comercialización de acumuladores donde se ha sustituido la ebonita de pared 6 mm de espesor a los 2-3 mm de espesor del polipropileno con el que se mejoran las siguientes características:

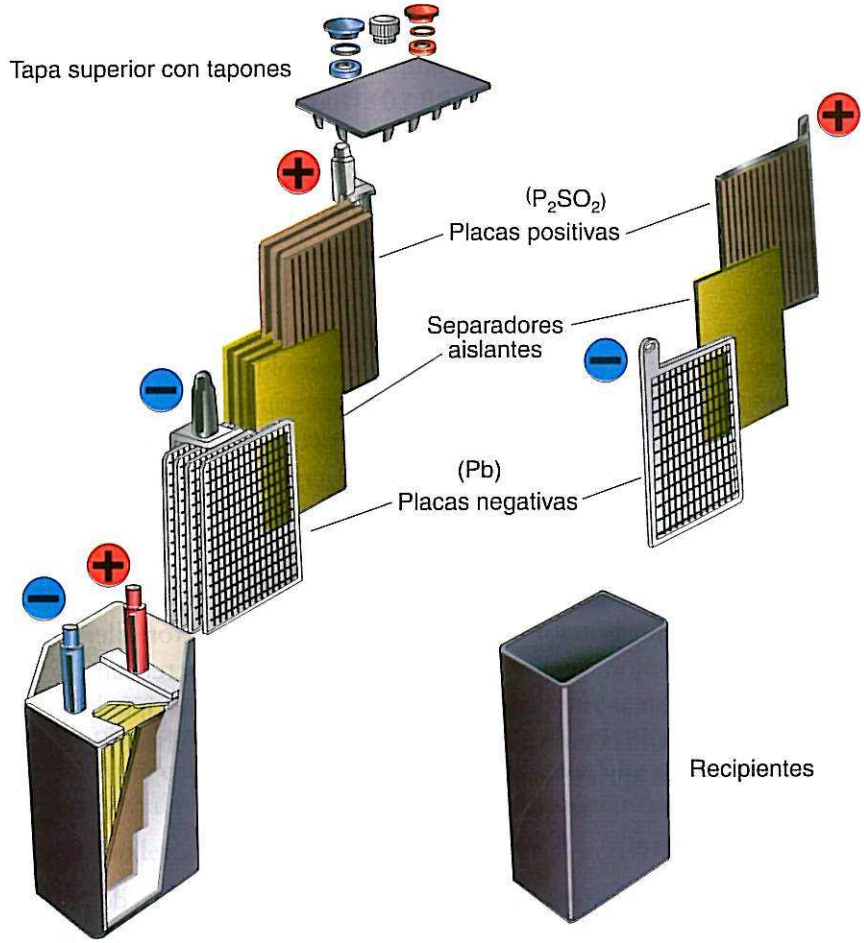
- **Elevada resistividad eléctrica**: del orden de $10^{13}\ \Omega \cdot m$
- **Buena resistencia química**: aguanta agentes atmosféricos. Temperatura de degradación 286 °C.
- **Aptitud para el moldeo**, lo que reduce coste de fabricación.
- **Buena resistencia a los choque eléctricos**: descargas de circuitos de BT.
- **Alta resistencia al impacto**: de 9 a 40 kJ/m^2.
- **Asegurar la estanqueidad entre bloque y tapas**, para evitar salida de gases y evaporación.
- **Es mecanizable**, no quebradizo y no frágil.
- **Temperatura de trabajo continuo**: 100 °C.
- **Temperatura de fusión**: 173 °C.
- **Mayor volumen del monobloque que el ocupado por las placas**: con ello se asegura una mayor cantidad de electrólito que, aun con cierta evaporación, se garantice que las placas siempre están cubiertas y se evite una mayor concentración de ácido que dañe el acumulador.



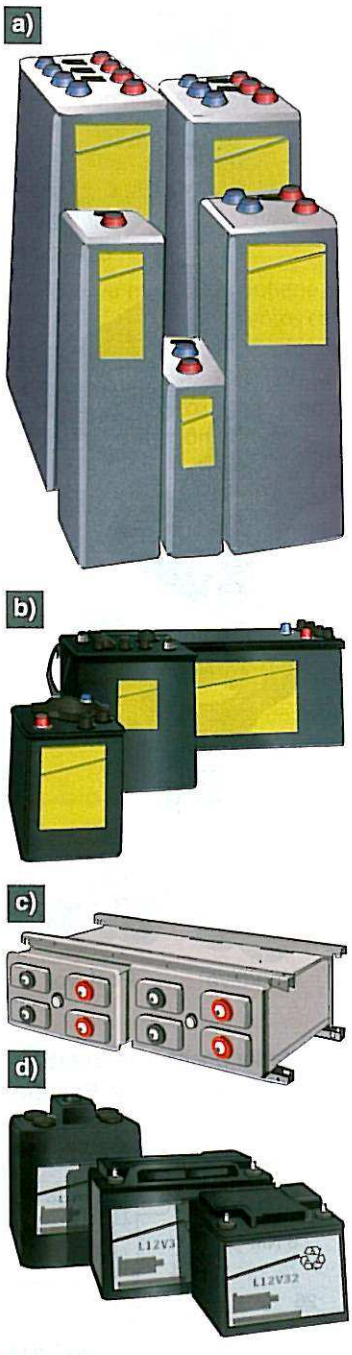
Adaptador positivo de EnerSol
Adaptador negativo de EnerSol



↑ **Figura 2.11.** Varios terminales de batería. Conjuntos (+) y (–).



↑ **Figura 2.12.** Batería monobloque de Pb-ácido. Despiece de sus elementos constructivos.



↑ **Figura 2.13.** Acumuladores monobloque Pb-ácido.
a) Sonnenschein A600 Solar.
b) Sonnenschein Solar Block.
c) Absolyte GX.
d) Marathon.

En las baterías monobloque existen normalmente tres tipos de tecnología, respecto a la forma de presentar el electrólito y de cerrar herméticamente con tapones o con válvulas con lo que se denominan libres de mantenimiento. Así tenemos:

- **Abiertas**: la más tradicional con tapones, exige mantenimiento para vigilar el nivel del electrólito.
- **AGM**: conglomerado con alfombrilla y electrólito (*Aggegated Glas Mat*).
- **GEL**: electrólito gelatinoso (*gel cell batteries*) Para situaciones de emergencia llevan válvula de seguridad VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*).

En el caso de las baterías estacionarias para ISFTV con el fin de poder detectar visualmente el nivel del electrólito, se fabrican los bloques en material translúcido como el estireno acrilo nitrilo (SAN).

El SAN es un termoplástico copolímero de estireno (poliestireno) y de acrilonitrilo. El **estireno** es un material incoloro, transparente, de olor dulce y apariencia aceitosa; insoluble en agua y soluble en alcoholes éter; altamente inestable e inflamable. El **acrilonitrilo** es un compuesto tóxico e inflamable, muy volátil, incoloro; de olor penetrante que afecta al sistema nervioso y a los pulmones, explosivo en contacto con el aire.

El SAN por sus propiedades representa una excelente barrera contra la humedad y el CO_2. Transparente de fácil proceso y mecanizable. Gracias a las aportaciones del **acrilonitrilo** tiene mejores propiedades al impacto, tensión y flexión que los homopolímeros del estireno.

Tapones

Para evitar la pérdida de gases de hidrógeno y oxígeno que se producen durante el proceso de carga, se utilizan tapones catalizadores, que en vez de dar salida de los gases a la atmósfera, hacen que estos pasen por catalizadores para que vuelvan a convertirse en agua (H_2O). Con este tipo de tapones se da lugar a que determinados tipos de acumuladores se comercialicen como exentos de mantenimiento.

Tapa

En los acumuladores monobloque de copolímero de polipropileno son del mismo material y tiene una triple función:

a) Hacer de pasamuros hermético para sujetar los terminales.

b) Diseño de taladro con boca para abrochar o roscar el tapón.

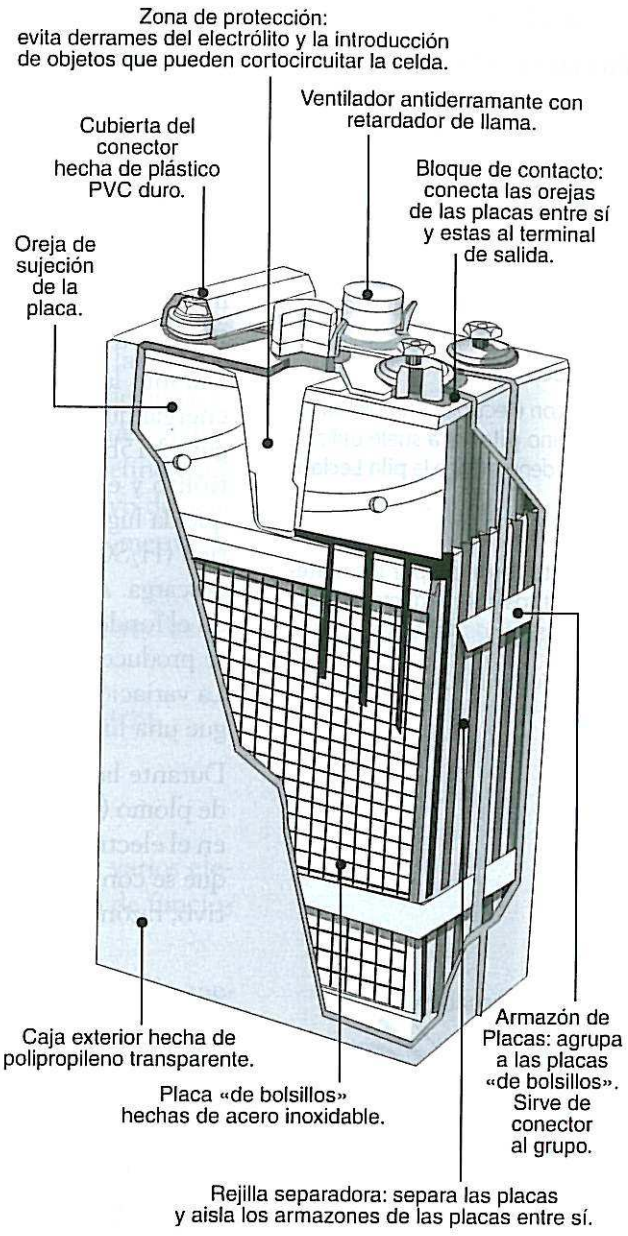
c) Cierre hermético con el recipiente.

Acumulador por elementos

Conjunto formado en su exterior por un monobloque (copolímero de polipropileno $[-(C_3\ H_6)_n-]$, la tapa, tapones y bornes. En su interior contiene varias celdas conectadas en serie. Es la forma constructiva más actual en la comercialización de acumuladores, al averiarse se puede sustituir, de forma individual, celda a celda y se usa bastante para la carcasa exterior el SAN.

Formación de las placas en un acumulador Pb-ácido

Desde el punto de vista constructivo, el **factor más influyente** está en la naturaleza, la obtención y la forma de aplicar la materia activa, como fuente de energía, que junto con la rejilla forman los electrodos o placas positivas y negativas.



↑ **Figura 2.14.** Batería de níquel-cadmio (Ni-Cd).

La materia activa de ambas placas se obtiene a partir de plomo en polvo de alta calidad que en contacto con el aire da lugar a una reacción exotérmica de oxidación, cede e^- y gana oxígeno O, con lo que se obtiene óxido de plomo: $Pb + 1/2(O_2) = PbO$

Al óxido de plomo PbO, se le añade agua, ácido sulfúrico (H_2SO_4), aditivos y fibras o expansores, según se trate de la placa positiva o de la placa negativa, respectivamente. Al mezclarse todos estos elementos, la pasta que se obtiene, reacciona produciéndose básicamente sulfato de plomo. La pasta así obtenida se incorpora a las rejillas de forma mecánica tipo extrusión y con control dosificador.

Una vez formada la placa se introduce en una cámara con control de temperatura y de humedad para conseguir una oxidación en la que se obtenga dióxido de plomo (PbO_2) en la placa positiva y una reducción que nos de plomo (Pb) en la placa negativa.

vocabulario

Pila electrolítica

Aparato proyectado para que se realice en él una reacción electroquímica capaz de producir en su interior una fem que dé lugar a una corriente eléctrica exterior cuando a sus bornes se conecta un circuito eléctrico. Comprende una vasija o recipiente, dos o más electrodos y uno o más electrólitos.

Pila seca

Celda con electrólito inmovilizado. El término pila seca suele utilizarse para denominar a la **pila Leclanché**.

Placa

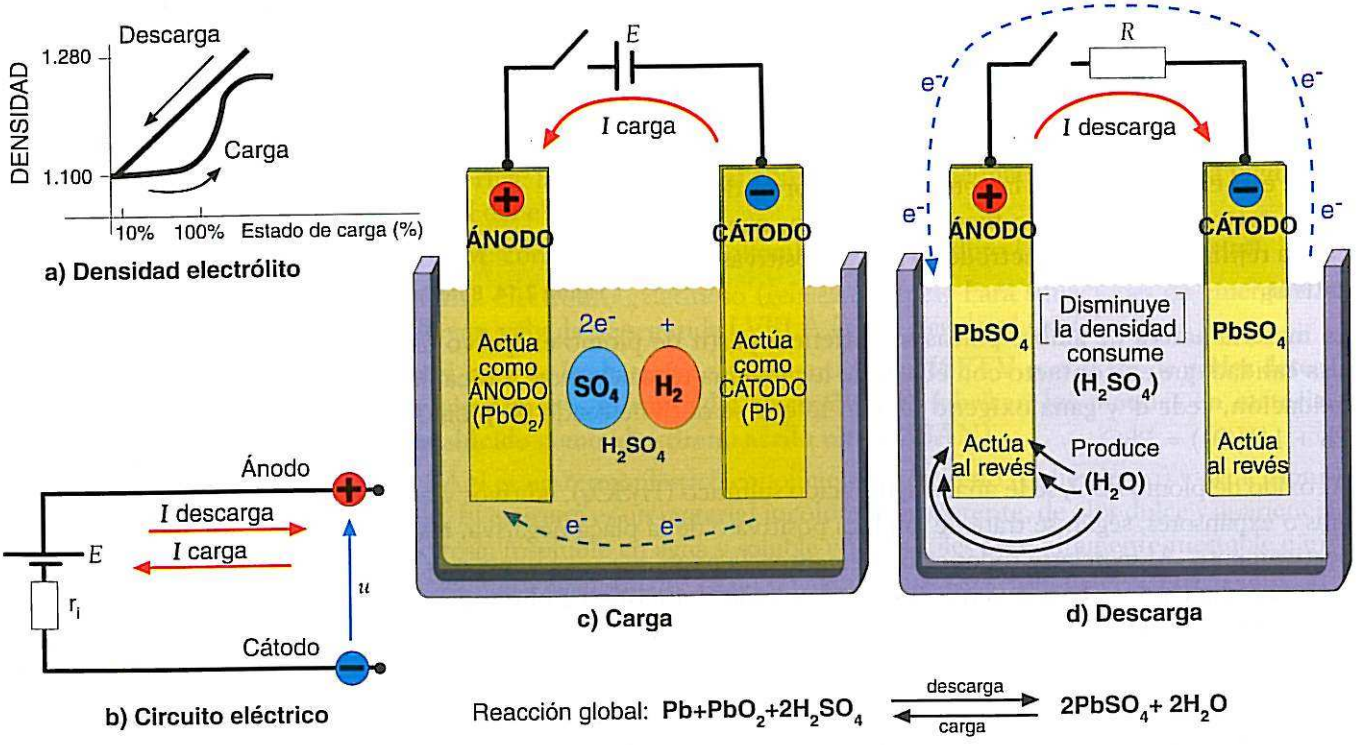
Conjunto formado por los materiales activos y el conductor o rejilla donde están soportados.

Reacción de oxidación-reducción en un acumulador Pb-ácido

Inicialmente la batería se almacena inactiva (batería de reserva) y en el momento de instalación se le añade el electrólito proporcionado por el fabricante y se activa según el manual de usuario y el valor de los parámetros de carga correspondientes. En el **estado inicial de carga**, las placas de la figura 2.12 son de color marrón castaño (placa positiva de peróxido de plomo (PbO_2) y de color gris (placa negativa de plomo Pb). La energía química almacenada (de ahí el nombre de acumulador) se incrementa a cuenta de la polarización suministrada eléctricamente y así los elementos polarizados se encuentran en condiciones de suministrar energía o viceversa, debido a la ya descrita reacción de oxidación-reducción.

Durante la **carga** la corriente vence la fem interna de polarización, aumenta la energía química del electrólito y el elemento funciona como receptor (véase figura 2.15b). Durante la carga se recobra la composición química inicial del electrólito y el agua se descompone por electrólisis en gases hidrógeno-oxígeno, lo que da lugar a la ebullición del líquido. Es importante indicar que el ácido sulfúrico (H_2SO_4) que se va generando es de mayor densidad que el procedente de la descarga. Así al principio del proceso de carga se va depositando ácido sulfúrico en el fondo de la cuba y solo cuando se produce la abundante formación de gases se produce la agitación del electrólito que homogeneiza la densidad del mismo. La variación de la densidad del electrólito en la descarga es lineal y en la carga sigue una línea exponencial del tipo indicado en la figura 2.15a.

Durante la **descarga**, en los dos electrodos, una parte del plomo (Pb) y peróxido de plomo (PbO_2) se ha transformado en sulfato de plomo ($PbSO_4$). Mientras que en el electrólito se produce una menor concentración del ácido sulfúrico (H_2SO_4) que se consume y, además, se produce la formación de agua en el electrodo positivo, razón por la que en la descarga disminuye la densidad del electrólito.



↑ **Figura 2.15.** Batería Pb–ácido. Reacciones de CARGA/DESCARGA, densidad del electrólito y circuito eléctrico.

7. Parámetros de un acumulador

En las instalaciones solares fotovoltaicas (ISFTV), sobre todo en las aisladas, la fiabilidad y eficiencia de los circuitos de utilización de la instalación eléctrica final depende en gran medida del **sistema de almacenamiento** o acumulación de la energía eléctrica. En realidad este es el gran problema de la electricidad que, como sabemos por Electrotecnia, los electrones no se pueden almacenar en cantidades industriales.

De ahí que todo esfuerzo que se haga en I+D+I por conseguir unos acumuladores eléctricos cada vez más potentes contribuirá, por un lado, a mejorar las aplicaciones de la electricidad y por otro a ir resolviendo el gran problema de almacenar la energía captada en horas de insolación para poder utilizarla, después, en horas nocturnas o de débil insolación. Las magnitudes o parámetros que definen una batería toman unos valores que dependen mucho del tipo constructivo de acumulador y de las aplicaciones a las que va destinado. En ISFTV los parámetros de tensión, capacidad, ciclaje y temperatura son de capital importancia.

caso **práctico** inicial

Parámetros de un acumulador.

En nuestro caso, las baterías estacionarias tipo OPzS se caracterizan por las siguientes magnitudes:

Tensión, capacidad, potencia y energía, vida según régimen de descarga.

7.1. Tensión

Según que consideremos un solo elemento en un solo vaso o celda, varios elementos conexionados en serie dentro de un monobloque y el estado de funcionamiento en que se encuentra el acumulador podemos considerar:

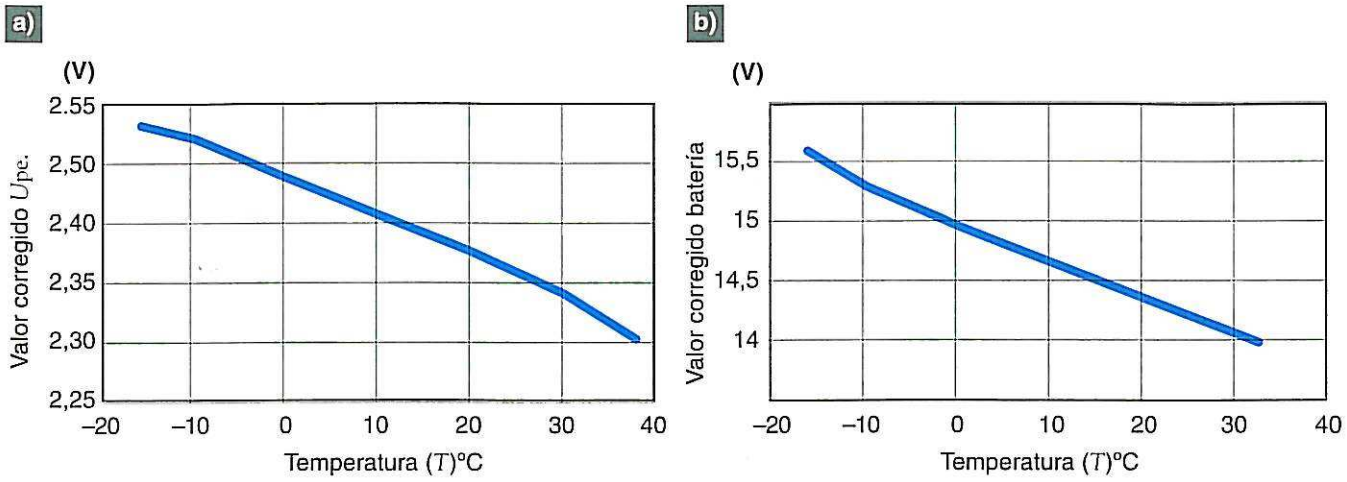
- **Potencial de electrodo**: es la tensión que se produce entre la interfase metal–electrólito por la reacción química entre electrólito-electrodo y aparece entre los dos electrodos de una celda con el acumulador en vacío sin circulación de corriente. Solo puede medirse cuando se utiliza como electrodo de referencia el electrodo de hidrógeno H_2. Es importante este concepto de la ddp que se obtiene, como hemos visto, en los PARES REDOX en las reacciones de **oxidación reducción**. Comercialmente se emplea el concepto de **tensión en vacío**.
- **Tensión en vacío**: depende del **potencial de electrodo**, de la **densidad** del electrólito y de la temperatura. Se mide en voltios y su valor es tal que se empaquetan grupos de electrodos hasta que dé 2,15 V (Upe). Para un solo elemento la tensión en vacío o a **circuito abierto** es de 2,15 V, a 25 °C, y para una densidad del electrolito de 1,280 g/cm^3.
- **Tensión de flotación**: tensión superior a la de circuito abierto para conservar completamente cargado el acumulador cuando no está trabajando. Todos los acumuladores sufren una **autodescarga** que se compensa con una pequeña corriente si se supera la tensión de alimentación en unos 0,2 V superior a la tensión en vacío del elemento acumulador. Así la tensión de flotación de un elemento Pb-ácido es del orden de 2,35V, para mantenerlo totalmente en el estado de plena carga. En los datos técnicos se da un valor ajustado medio por elemento (Upe) con ±1% de tolerancia con especificación de la norma correspondiente.

vocabulario

Plomo

Metal pesado, dúctil, maleable, blando, de color ligeramente azul, que al aire se oxida con facilidad y que con los ácidos forma sales venenosas. Se obtiene principalmente de la galena. Número atómico 82. símbolo atómico Pb. Funde con facilidad pues su temperatura de fusión son 327,4 °C. Hierve a 1.725 °C. Densidad 11.340 kg/m^3. Buen conductor de la electricidad: conductividad eléctrica 4,81 · 10^6 $m^{-1} \cdot \Omega^{-1}$.

En las características técnicas de los equipos de carga que se denominan **reguladores** (se tratan en la unidad 3) los fabricantes indican una **rango** de **tensiones de flotación** entre los que puede actuar para cargar la batería.



↑ **Figura 2.16.** Valor corregido de la tensión de flotación según algunos fabricantes, en función de la temperatura en el momento de la recarga. a) Tensión por elemento Upe (V). b) Tensión para una batería de tensión nominal 12 V.

Si la temperatura es distinta de 25 °C los fabricantes dan factores de corrección, tablas, gráficos o fórmulas para calcular el valor corregido de la **tensión de flotación**. En la figura 2.16 se indica un gráfico tipo en el que se aprecia cómo se aumenta el valor de la tensión a medida que disminuye la temperatura.

Una fórmula generalizada es:

[5] $U_{\text{valor corregido}} = U_{25\,°C} - [(T_{\text{actual}} - 25\ °C) \cdot (0{,}0055\ V/°C)]$

vocabulario

Polarización

Cambio del potencial de una celda desde su valor de equilibrio por el paso de una corriente eléctrica. La despolarización física se consigue mediante la electroposición de una masa suelta de metal sobre la rejilla. La despolarización química se consigue con el empleo de un agente oxidante para que la reacción del hidrógeno con el oxígeno forme agua (H_2O).

EJEMPLO

Si la tensión de flotación recomendada que nos da una fabricante en las especificaciones de un acumulador de Pb-ácido es de 2,32V para una temperatura de 25°C. ¿Qué valor corregido de tensión de flotación le corresponde si la temperatura en el momento de efectuar la recarga es de T_{actual} = 40 °C y de 10 °C.

Solución:

Aplicando la fórmula anterior

$U_{\text{valor corregido}} = U_{25\,°C} - [(T_{\text{actual}} - 25°C) \cdot (0{,}0055\ V/°C)] = 2{,}32 - (40 - 25) \cdot 0{,}0055 =$
$= 2{,}2375$ V

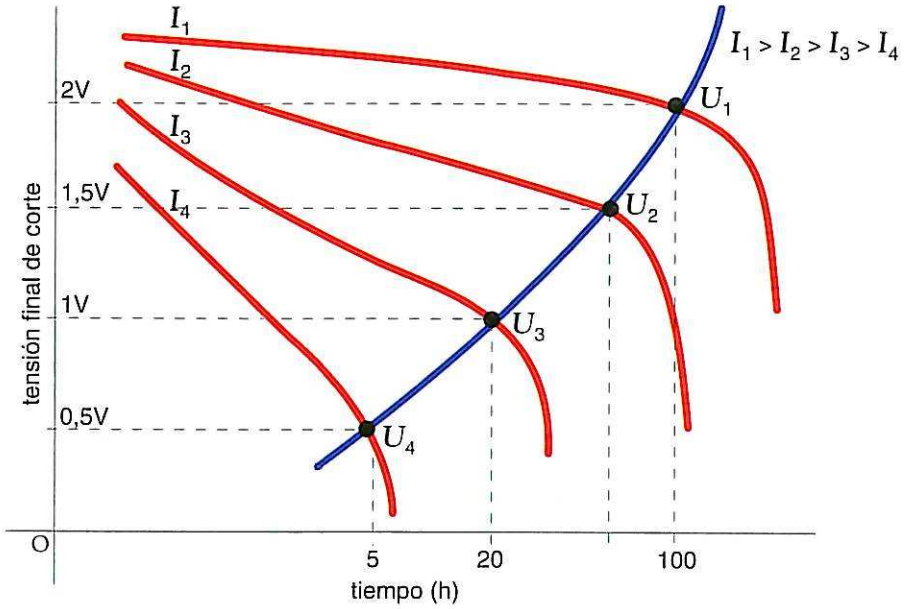
$U_{\text{valor corregido}} = U_{25\,°C} - [(T_{\text{actual}} - 25\ °C) \cdot (0{,}0055\ V/°C)] = 2{,}32 - (10 - 25) \cdot 0{,}0055 =$
$= 2{,}4025$ V

- **Tensión de carga**: si a un acumulador descargado le aplicamos la **tensión de flotación** conseguimos llevarlo al estado de plena carga pero en un tiempo muy largo. Para optimizar este, se necesita un mayor valor de tensión, llamado tensión de carga del acumulador, o **tensión de igualación** que nos asegure un gaseo y homogeneización del electrolito en todos los elementos en un tiempo relativamente corto no superior a 3 horas. De esta forma se elimina la **estratificación** (véase definición en unidad 3). En un acumulador de Pb-ácido

el valor de la **tensión de igualación** suele estar comprendido entre 2,50 y 2,55 V por elemento. Se debe tener en cuenta que a partir de 2.35-2,40 V el electrólito empieza a gasificar y por tanto debemos vigilar el nivel de agua cuando realizamos la operación de carga del acumulador. Este parámetro depende de la temperatura y de la intensidad en el momento de efectuar la carga, por lo que se debe atender a las especificaciones del fabricante para no sobrepasar los valores que se indiquen con el fin de no dañar las placas. Debe coordinarse con la tensión final de carga de los reguladores cuyos tipos y características se estudian en la unidad 3.

- **Tensión nominal**: valor asignado de funcionamiento. Todos los acumuladores Pb-ácido están compuestos por elementos de 2 V nominales y se comercializan sueltos (por elementos de 2 V) o interconexionados en serie, formando un monobloque de 12 o 24 V (el monobloque de 12 V es el más utilizado en ISFTV).
- **Tensión final de corte**: También llamada tensión final de descarga, es un valor de tensión, tal que, nos indica la finalización de la descarga, para que la capacidad obtenida en ese punto sea útil en el tipo de aplicación instalada. Es una función no lineal como se indica en la figura 2.17 y el corte con el régimen de descarga puede alcanzar valores importantes en los acumuladores Pb-ácido. Por ejemplo: valor de 1,9 V en un acumulador para ISFTV, con descarga lenta en 100 horas; frente a 1V para una descarga rápida, en frío, para acumulador de automóvil.

  En el acumulador de niquel-cadmio suele ser del orden de 1V. Los fabricantes dan este valor en la tabla de datos de temperatura y capacidad.



↑ **Figura 2.17.** Tensión final de corte y tiempo de descarga para distintos regímenes.

7.2. Capacidad

La capacidad de una celda es la cantidad total de electricidad transferida a través de la intercara metal-electrólito en la reacción electroquímica definida en culombios por la Ley de Faraday. Es la intensidad de corriente que es capaz de suministrar la batería en un determinado tiempo. Se mide en amperios-hora, (A · h). Se cuantifica por las Leyes de Faraday que hemos visto en las fórmulas [1] y [2] y

vocabulario

Polipropileno [–(C_3 H_6)–n]

Es un polímero termoplástico de la familia de las poliolefinas que se obtiene a partir de la polimerización del propileno o propeno (hidrocarburo o compuesto orgánico de carbono e hidrógeno). Es un gas incoloro en condiciones normales de temperatura y presión, y que licua a –48 °C).

El polipropileno se clasifica por las materias primas que se utilizan en su elaboración y por composición química. En nuestro caso, para baterías, se utiliza el copolímero de impacto, que resiste muy bien bajas temperaturas.

vocabulario

Potencial de equilibrio

Diferencia de potencial entre un electrodo y un electrólito cuando hay un equilibrio en la reacción del electrodo con el medio.

Profundidad de descarga

Relación entre la cantidad de corriente (Ah) cedida por una batería y la capacidad total de la misma.

Radical

Ver ion.

es por tanto proporcional a la cantidad de sustancia electrolíticamente descompuesta. Esta sustancia es la cantidad de materia activa del electrodo positivo y negativo, controlando el valor real de la capacidad aquel electrodo que le quede menos materia activa, bien por desprendimiento o bien por las reacciones de oxidación-reducción que se producen. De ahí la importancia en la fabricación de elegir un adecuado material activo y conseguir una buena fijación sobre la rejilla.

Hemos visto que la cantidad de electricidad de 96.500 C (constante de Faraday) descomponen siempre A/n gramos de metal por segundo, cualquiera que este sea. Por tanto, de las leyes de la electrólisis, podemos expresar la capacidad de una batería mediante la generalizada Ley de Faraday:

[6] $Q = I \cdot t = e \cdot F \cdot N$ (A·h)

e: número de electrones transferidos en la reacción completa de descarga.

F: constante de Faraday de 96.500 C.

N: número de moles oxidados o reducidos.

Siempre se debe aplicar esta Ley de Faraday a los dos electrodos (positivo y negativo) y el que nos dé el valor inferior es el que nos determina la capacidad de la batería. La capacidad así calculada con esta fórmula es la teórica, pues el valor práctico con el que trabajamos depende del tipo y estructura de los electrodos, y de los **parámetros externos de descarga.**

En la **práctica**, interpretamos la **capacidad** como **la cantidad de electricidad que puede obtenerse durante una descarga completa del acumulador plenamente cargado y se mide en amperios · hora (Ah) para un determinado tiempo de descarga.**

Es decir, en principio, un acumulador de 280 Ah es capaz de suministrar 28 A en 10 horas o 2,8 A en 100 horas. Ahora bien, esto solo es válido como concepto del producto A · h, pues la capacidad del acumulador disminuye si el tiempo de descarga es muy corto, y por el contrario, si el tiempo de descarga aumenta, la capacidad del acumulador aumenta. Eso último confirma las características de un acumulador si consultamos las tablas de fabricantes o en nuestro caso la indicada en Mundo Técnico.

En la actualidad se fabrican baterías de acumuladores monobloque que van desde decenas a varios miles de Ah dependiendo del fabricante y tipo constructivo.

Es muy importante la aplicación que vamos a dar a la batería pues el grado de exigencia, por ejemplo, en baterías de arranque es muy distinto a las prestaciones que debe dar una batería en ISFTV. Estos **factores externos influyan en la fabricación** junto con los **parámetros de descarga** que analizamos aquí. Estos parámetros (además de la **intensidad** y el **tiempo**) son la **temperatura** y la **tensión final de corte** (indicada más arriba) que definen la descarga y por tanto influyen en la capacidad de una batería.

- El **régimen de descarga intensidad-tiempo** afecta a la capacidad, pues si la intensidad es muy elevada a costa del bajo tiempo, las reacciones de oxidación-reducción quedan confinadas a las capas de material activo en contacto inmediato con el electrólito, y la capacidad se limita porque no hay tiempo suficiente para la difusión del electrólito entre los poros de las placas. Es decir, a altas intensidades la difusión adquiere una mayor importancia, produciéndose una fuerte caída de tensión que influye en la polarización de concentración con una mayor demanda de material activo que el que se produce desde el seno del electrólito hacia la superficie del electrodo.

A mayor intensidad de descarga, menor es el valor de la capacidad del acumulador y viceversa (véase tabla 2.5 y el ejemplo de más abajo).

Ahora bien, la capacidad aumenta hasta que los valores de la intensidad de descarga son tan bajos que no hay limitaciones por la difusión debido al agotamiento de la materia activa y se produce la **sulfatación** (ver unidad 3). Con baja corriente de descarga durante un largo periodo de tiempo el sulfato de plomo aumenta en exceso sobre las placas y la intensidad de carga no consigue desprenderlo con lo que se acorta considerablemente la vida de la batería.

En ISFTV se suele dar la capacidad referida a 100 horas de descarga (C100) dado que las instalaciones se suelen dimensionar para una autonomía de unos 5 días aproximadamente. Los regímenes, no se dan en amperios, sino en: **horas necesarias para plena descarga (C6, C10, ... , C100, etc) hasta la tensión final de corte.**

La capacidad e intensidad nominal siempre se deben dar referidas a un régimen de descarga. Por ejemplo, a una capacidad nominal de C_n = 360 A · h y para C72 le corresponde una intensidad nominal I_n =5A. Es decir, puede suministrar 5 A constantes durante 72 horas de funcionamiento.

vocabulario

Reacción de oxidación-reducción (redox)

Es una reacción química correspondiente a la acción de un oxidante sobre un cuerpo reductor, que da lugar a la reducción del oxidante y a la oxidación del reductor. La oxidación de un cuerpo corresponde a la pérdida de electrones y la reducción corresponde a una ganancia de electrones.

Tipo batería	C6	C10	C12	C24	C48	C72	C100	C120	C240
Tensión corte	1,75 Upe	1,80 Upe	1,80 Upe	1,80 Upe	1,80 Upe	1,80 Upe	1,85 Upe	1,85 Upe	1,85 Upe
OPzS Solar 70	55,0	51,5	63,7	69,4	78,4	79,8	83,2	82,7	92,9
OPzS Solar 140	95,4	103,0	108,2	118,7	141,6	137,8	144,0	139,9	162,3
OPzS Solar 210	131,4	154,5	150,7	167,0	187,5	196,2	204,5	208,3	234,1
OPzS Solar 280	203,4	206,0	229,3	250,8	296,2	289,2	301,8	294,0	338,3
OPzS Solar 350	245,5	257,5	284,0	311,5	374,2	361,2	377,5	364,1	424,5
OPzS Solar 420	284,3	309,0	322,9	354,6	420,8	410,8	429,4	417,7	482,9

↑ **Tabla 2.5.** Capacidad en Ah (Desde C6 hasta C240 a T = 25 °C), baterías monobloque de 12 V. Estacionarias Clasic Solar de Pb–ácido. EXIDE.

EJEMPLO

Calcular la corriente constante que puede suministrar una batería OPzS Solar 280 en regímenes: a) C10. b) C24. c) C100. d) C240.

Solución:

a) Capacidad = 206,0 Ah; Intensidad = Ah/C10 = 206,0/10 = 20,60 A

b) Capacidad = 250,8 Ah; Intensidad = Ah/C24 = 250,8/24 = 10,45 A

c) Capacidad = 301,8 Ah; Intensidad = Ah/C100 = 301,8/100 = 3,018 A

d) Capacidad = 338,3 Ah; Intensidad = Ah/C240 = 338,3/240 = 1,40 A

Como vemos, se verifica en este ejemplo, que a mayor intensidad de descarga (20,6 A) la capacidad del acumulador disminuye (206,0 Ah) y viceversa: cuando se disminuye la intensidad de descarga durante un mayor periodo de descarga la capacidad aumenta (338,3 Ah).

- **Influencia de la temperatura.** Si la temperatura aumenta se incrementa la capacidad y siempre los fabricantes la especifican referida a una temperatura, por ejemplo 25 °C.

  Es importante prever las temperaturas extremadamente bajas para evitar la **congelación** del electrólito cuando el acumulador ha sufrido una descarga, pues sabemos que en estado descargado la densidad del electrólito disminuye y con ella el punto de congelación.

vocabulario

Reducción electroquímica

Proceso catódico por el se incorporan electrones a los átomos o a los aniones.

Régimen de descarga

Valor de la corriente que se extrae de la batería. Normalmente se expresa como una fracción de la capacidad nominal de la batería o se referencia al número de horas de duración de la descarga.

vocabulario

Rejilla

Estructura de una placa o electrodo, que soporta el material activo y tiene la función de conductor de la corriente generada.

Resistencia interna

Resistencia formada por la suma de las resistencias iónicas y electrónicas de los componentes de la batería que se oponen al paso de la corriente por el interior de la batería.

Retención de carga

Porcentaje de capacidad que tiene la batería después de haber sido almacenada un cierto periodo de tiempo.

Por otro lado hay que tener en cuenta que la autodescarga se acelera cuando la temperatura es superior a 35-40 °C, por que los fabricantes recomiendan instalar las baterías en locales con temperaturas entre 20-25 °C.

7.2. Potencia y energía

Como sabemos, según la ley de Ohm, la potencia en corriente continua es el producto de la tensión por la intensidad. Se mide en vatios (W).Ahora bien, en el caso de las baterías secundarias o acumuladores el producto de esas dos magnitudes se debe de dar en unas determinadas condiciones de descarga, para poder efectuar el balance de potencia.

[7] Potencia generada: $P_g = E \cdot I$

E: fem o tensión, en voltios (V), a circuito abierto procedente del potencial de electrodo del PAR-REDOX. Podemos considerar esta fem como la tensión medida en vacío con un voltímetro de laboratorio de clase de precisión 0,1.

I: intensidad que suministra en el régimen concreto de descarga en amperios (A).

Normalmente, la potencia, se da para tiempos de descarga muy cortos y en este caso se denomina **potencia instantánea de celda**. Otro valor de referencia es la **densidad de potencia** cuyo valor es del orden de 50W/kg de electrólito en Pb–ácido y muy superior en Ni-Cd.

A la tensión en circuito abierto hay que restarle la caída de tensión debida a las **polarizaciones** de **activación, concentración** y de resistencia. Toda esta caída de tensión la englobamos en el producto de la resistencia interna por la intensidad que suministra. Podemos considerar el valor de la resistencia interna de una celda de Pb-ácido del orden de 0,005 Ω y un 50% superior en Ni-Cd, es decir, 0,008 Ω aproximadamente.

[8] Potencia útil suministrada $P_u = (E - r \cdot I) \cdot I$ (W)

[9] Potencia perdida $P_p = r \cdot I^2$ (W)

EJEMPLO

Se dispone de una bancada de acumuladores de Pb-ácido de 20 monobloques de tensión nominal 12V cada uno conectados en serie. Cada monobloque a su vez está formado por 6 celdas en serie de resistencia interna de valor r_1 = 0,006 Ω. Se mide la tensión en vacío de cada monobloque y nos da en todos ellos un valor U_{10} = 12,84V. Calcular: a) Balance de potencia si suministra 10,45 A. b) Energía suministrada en la descarga con un régimen C10.

Solución:

a) Balance de potencias: $P_g = P_u + P_p$

Tensión total en vacío: $U_0 = E = U_{10} \cdot N = 12{,}84 \cdot 20 = 256{,}80$ V

Potencia generada: $P_g = E \cdot I = 256{,}80 \cdot 10{,}45 = 2683{,}56$ W

Resistencia interna total: $r = r_1 \cdot N = 0{,}006 \cdot 20 \cdot 6 = 0{,}72$ Ω

Potencia útil: $P_u = (E - r \cdot I) \cdot I = (256{,}80 - 0{,}72 \cdot 10{,}45) \cdot 10{,}45 = 2.604{,}93$ W

Potencia perdida: $P_p = r \cdot I^2 = 0{,}72 \cdot 10{,}45^2 = 78{,}62$ W

Balance de potencias: $P_g = P_u + P_p = 2.604{,}93 + 78{,}62 = 2.683{,}55$ W

b) Energía suministrada en la descarga con un régimen C10

Este régimen de descarga C10 quiere decir que está suministrando los 10,45 A durante 10 horas, por tanto la energía es:

$W = P_u \cdot t = 2.604{,}93 \cdot 10 = 26{,}0493$ kW · h

8. Vida y ciclaje del acumulador

La materia activa, los componentes constructivos, la temperatura ambiente y de operación, la frecuencia y la profundidad de las cargas y descargas (**ciclaje**), y los métodos de carga influyen considerablemente en la capacidad del acumulador y en la vida del mismo. Si bien los fabricantes nos pueden facilitar otros datos significativos de envejecimiento o de aceptación de carga, nosotros vamos a exponer los factores decisivos que se deben tener en cuenta:

- **Temperatura**: tanto la temperatura ambiente como la de operación influyen en la autodescarga y en la capacidad. La autodescarga aumenta con la temperatura. A elevadas temperaturas aumenta la capacidad y disminuye la vida de la batería. Sin embargo a muy bajas temperaturas disminuye la capacidad y existe la posibilidad de congelación, de ahí que en climas agresivos se utilice electrólito de mayor densidad que disminuye el punto de congelación.
- **Profundidad de descarga (DOD)** de una batería se define como el tanto por ciento de la capacidad que se ha sacado de la batería en un ciclo comparada con la capacidad a plena carga. Por ejemplo, si tenemos un acumulador de 100 Ah y le sometemos a una descarga de 20 Ah esto representa una profundidad de descarga del 20%. Los **reguladores** (véase unidad 3) incluyen las protecciones contra descargas excesivas para mantener un nivel mínimo de carga de 20–30% de la capacidad nominal.

  Las baterías utilizadas en el **arranque** de automóviles son de **ciclo poco profundo** y al 15% DOD tienen una vida de 500–1.000 ciclos.

  Las baterías utilizadas en ISFTV son de **ciclo profundo** que aguantan grandes descargas, DOD del orden del 80%, y proporcionan del orden de 1.500 ciclos. Si la profundidad de descarga (DOD) solo llega al 25% pueden dar hasta unos 4.000 ciclos.
- **Estado de carga (SOC)** de una batería se define como el tanto por ciento de la capacidad disponible en la batería comparada con la capacidad nominal a plena carga. Una batería totalmente cargada está al 100% del SOC y como sabemos se refleja en la alta densidad del electrólito y en una mayor temperatura del mismo. El DOD y el SOC son complementarios pues sumados tienen que dar siempre el 100% de la capacidad nominal. Siempre hay que atender las especificaciones de los fabricantes, que por otro lado, suelen recomendar reemplazar la batería cuando no recupera el 80% de la carga.

  A la hora de efectuar la carga del acumulador, sobre todo con el método a intensidad constante, se utiliza el concepto de **coeficiente de carga** como la **relación que existe entre la capacidad necesaria para cargar totalmente el acumulador y la capacidad que ha sido extraída del mismo**. Para un acumulador de Pb-ácido está comprendido entre 1,1 a 1,25. Para una acumulador de níquel-cadmio puede llegar el coeficiente de carga hasta 1,4 según tipo y fabricante.
- **Profundidad de descarga máxima ($PD_{máx}$)** de una batería se define como el tanto por ciento de la capacidad que se ha sacado de la batería **al final del periodo de autonomía fijado** en comparación con la capacidad nominal a plena carga.

  El **periodo de autonomía** se entiende como el número de días durante los cuales la batería ha de ser capaz de abastecer el consumo del circuito de utilización, en ausencia total de generación fotovoltáica. Se introduce aquí el concepto de

vocabulario

Español - Inglés

Profundidad de descarga:
Deep Of Discharge (DOD).

Estado de carga:
State Of Charge (SOC).

vocabulario

San: copolímero de estireno y acrilonitrilo

Es un termoplástico copolímero de estireno (poliestireno) y de acrilonitrilo. La composición más habitual del san es de un 65 a 80% de estireno y, el resto de acrilonitrilo. El estireno es un material incoloro, transparente, de olor dulce y apariencia aceitosa; insoluble en agua y soluble en alcoholes éter; altamente inestable e inflamable. El acrilonitrilo es un compuesto tóxico e inflamable, muy volátil, incoloro; de olor penetrante que afecta al sistema nervioso y a los pulmones, explosivo en contacto con el aire.

Separador

Espacio entre electrodos de distinta polaridad con permeabilidad ionica y aislamiento electrónico. decimos electrónico y no eléctrico para hacer énfasis que el separador es aislante de los electrones.

periodo de autonomía en lugar de ciclo porque fijados los días de autonomía (A) y la profundidad de descarga máxima ($PD_{máx}$) se puede calcular la capacidad de la batería (C_n) a partir del consumo medio diario (Q_d), mediante la fórmula:

$$[10] \quad C_n = \frac{Q_d \cdot A}{PD_{máx}}$$

C_n: capacidad nominal de la batería (Ah).

Q_d: consumo medio diario (Ah/día).

A: periodo de autonomía (días).

$PD_{máx}$: profundidad de descarga máxima (en tanto por uno).

Se suele tomar en aplicaciones de viviendas un $PD_{máx} = 0{,}7$ y en aplicaciones profesionales se es más exigente poniendo un valor de 0,5.

En esta fórmula hemos considerado que el rendimiento de la batería y regulador es del 100%, pero en el dimensionado de los proyectos hay que tenerlo en cuenta. Como se puede ver en el apartado 2.4 de la unidad 4, el rendimiento típico del conjunto batería y regulador de carga (η_{rb}) es de un 80%. A esto se añade el rendimiento del inversor (η_{inv}) si el consumo se realiza en c.a., que suele tener un valor típico del 85%. Despreciando las pérdidas en los conductores, el rendimiento final ($\eta_{rb\text{-}inv}$) sería el producto de los dos rendimientos anteriores que suele estar en torno al 68...70%.

vocabulario

Sobrecarga

Carga continua que se realiza en una batería después de haber alcanzado el 100% de su capacidad.

Sobretensión

Diferencia de potencial entre el potencial de equilibrio de un electrodo y el que tiene por el paso de una corriente eléctrica.

Como vemos, según esta fórmula [10], en ISFTV el **producto** del **consumo medio diario** por los **días de autonomía**, es el principal parámetro que determina el tamaño de la batería de acumuladores y por tanto la **capacidad**.

Las ISFTV autónomas con acumulación se diseñan para un número de días de autonomía que depende de la utilización y el lugar. Nosotros utilizamos los datos orientativos de tabla 4.1 en unidad 4, donde se indica que, por ejemplo, para Madrid en uso doméstico la autonomía es de 5 días.

A mayor número de días de autonomía, mayor capacidad y por tanto será menor el porcentaje utilizado cada día para un ciclo diario típico. En este tipo de instalaciones los ciclos medios son poco profundos, aunque es **recomendable** la utilización de baterías de **ciclo profundo** a pesar de que el ciclado diario sea del orden del 10-15%. Con baterías de **ciclo poco profundo** se obtiene una vida más corta y, además, no pueden ofrecer el suministro de caídas estacionales largas no previstas en días muy nublados por falta de irradiación.

Por otro lado, con el concepto de profundidad de descarga máxima ($PD_{máx}$), los días de autonomía (A) y el tiempo de uso diario (t_d), se puede calcular el **final del periodo de autonomía** (t_A) para el que consideramos la batería descargada desde el punto de vista de suministro al circuito de utilización. Es decir:

$$[11] \quad t_A = \frac{A \cdot t_d}{PD_{máx}}$$

- **Dimensionado de la capacidad de la batería en un circuito de ISFTV**: como en todo dimensionado de circuito eléctrico debemos de partir de la **previsión de cargas** o **inventario** de los consumos eléctricos previstos, tal y como se indica en el apartado 2.4 de la unidad 4, donde se trata el conjunto de sistema de ISFTV con acumulación. Para el correcto dimensionado de la batería es suficiente con el resumen del inventario de consumos: potencia (P) y energía media diaria (W_d), tensión nominal de la batería de acumuladores (U_n) según la tabla 4.2, autonomía (A) y rendimiento batería, regulador e inversor ($\eta_{rb\text{-}inv}$) si este último es necesario.

EJEMPLO

Calcular la capacidad de la batería e indicar el tipo a instalar según estos datos: potencia (P = 894 W), energía media diaria (W_d = 2.105 Wh), tensión nominal (U_n = 24 V), autonomía (A = 5 días), rendimiento batería, regulador e inversor (η_{rb-inv} = 68%), profundidad de descarga ($PD_{máx}$ = 70%) y las tablas facilitadas en el Mundo Técnico.

Solución:

a) Consumo medio diario: $Q_d = W_d/U_n$ = 2.105 (Wh)/(24V) = 87,7 Ah/día

b) Capacidad según (considerando el rendimiento) [10]:
$C_n = (Q_d \cdot A) / (PD_{máx} \cdot \eta_{rb-inv})$ = 87,7 · 5 /0,7 · 0,68 = 921,21 Ah

c) Tiempo de uso diario (t_d), lo sacamos del inventario de consumo:
$t_d = W_d/P$ = 2.105/894 = 2,354 h

d) Tiempo final del periodo de autonomía según [11]:
$t_A = (A \cdot t_d)/PD_{máx}$ = 5 · 2,354/0,7 = 16,81 h

Por tanto, debemos elegir una batería que tenga una capacidad de C_n = 921,21 Ah y con un régimen de descarga al menos de C16,81. **Estas condiciones las cumple el Tipo OPzS Solar 1320** que nos da **C = 1.030 Ah** con un régimen de descarga **C24**. Valores un poco superiores a los calculados pero dentro de la tolerancia que nos permite cumplir aproximadamente las condiciones de cortocircuito del generador fotovoltaico como se indica en la unidad 4.

vocabulario

Tensión en circuito abierto

Diferencia de potencial entre los bornes de una batería cuando se encuentra en circuito abierto.

Tensión final de descarga

Tensión de la batería a la que finaliza la descarga. Su valor es función de la intensidad de descarga.

Como se justifica en la unidad 4, hay que tener mucho cuidado en el dimensionado de la capacidad del sistema de acumulación, pues si se dimensiona por defecto nos encontraremos con la rápida descarga total de las baterías antes de cumplir con el tiempo de autonomía previsto. Por otro lado, si se dimensiona en exceso, el generador fotovoltaico nunca llegará a cargar las baterías con lo que se acelera el proceso de envejecimiento por sulfatación.

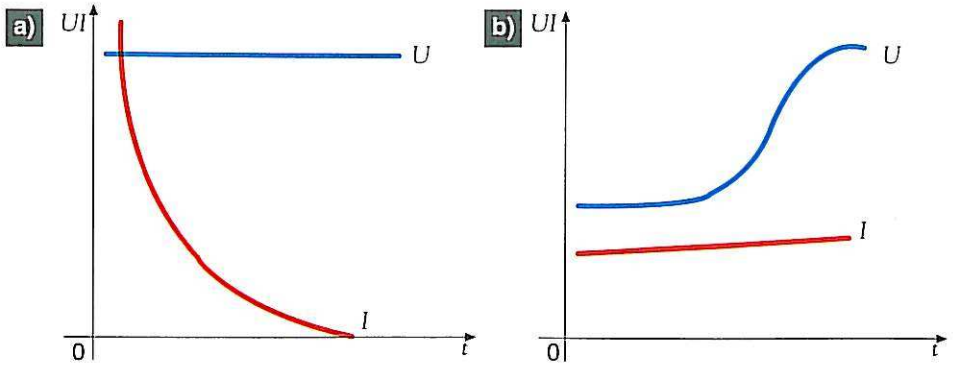
- Métodos de carga: existen métodos de carga a **tensión constante (*U*), a intensidad constante (*Ia*), a tensión e intensidad constante (*IU*), a tensión creciente (*Wa*)** y métodos combinados según tipo de acumulador, de fabricante y de regulador.
- **Tensión constante (*U*)**: se realiza a un valor fijo de tensión y la intensidad disminuye a medida que se carga siguiendo la trayectoria indicada en la figura 2.18 a). Es peligroso utilizar un valor elevado de tensión sin control de la temperatura porque a medida que aumenta esta se produce una disminución de la resistencia interna y un aumento de la intensidad que por efecto Joule vuelve a aumentar la temperatura y así sucesivamente llegando a producir la explosión de la batería. Este fenómeno se llama embalamiento térmico.

vocabulario

Español - Inglés

Embalamiento térmico:
termal runway.

Método de carga:
load method.



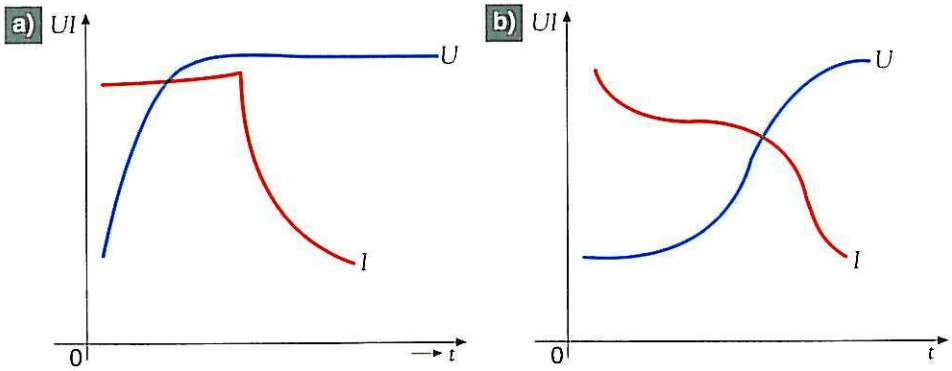
← **Figura 2.18.** Curvas de carga: a) Tensión constante (*U*). b) Intensidad constante (*Ia*).

vocabulario

Termodinámica

Parte de la Física que trata de los fenómenos relacionados con la energía térmica y de las leyes que rigen la transformación de ésta en energía mecánica, y viceversa.

- **Intensidad constante (*Ia*)**: las curvas de tensión e intensidad siguen la trayectoria que se indica en la figura 2.18b). Este método es útil cuando se conoce la capacidad que la batería ha suministrado pues de esta forma se puede calcular la capacidad restituida. Debe existir siempre una desconexión automática por tiempo de carga. El criterio de carga tiene en cuenta el coeficiente de carga descrito más arriba.
- **Tensión e intensidad constante (*IU*)**: con este método el acumulador se carga a intensidad constante hasta alcanzar la tensión el valor de gasificación. A partir de este punto la tensión permanece constante y la intensidad disminuye según la curva que se indica en la figura 2.19a). Permite acortar el tiempo de carga pues la intensidad puede ser alta ya que al permanecer constante el valor de la tensión se minimizan los daños por gaseo. Empleado en baterías OPzS.
- **Tensión creciente (*Wa*)**: este método se basa en ir disminuyendo la intensidad a mediada que aumenta la tensión como se indica en la figura 2.19b). La carga se realiza con un valor alto de intensidad y cuando se alcanza la tensión de gasificación prefijada se reduce en un 50%. Se suele aplicar en baterías de tracción.



↑ **Figura 2.19.** Curvas de carga: a) Tensión e intensidad constante (*IU*). b) Tensión creciente (*Wa*).

El control del funcionamiento de los reguladores con microprocesadores permite utilizar estrategias complejas y precisas para controlar los procesos de carga-descarga de los acumuladores (véase unidad 3).

9. Mantenimiento y PRL

caso **práctico** inicial

Mantenimiento de baterías.

Las baterías estacionarias tipo OPzS que se utilizan en todo tipo de ISFTV se instalan en locales, salas o casetas de obra destinadas a tal fin. Nunca se deben dejar las baterías a la intemperie y debido a la ausencia de partes móviles se garantiza la fiabilidad, durabilidad y disponibilidad de servicio en condiciones óptimas si cuenta con una guía o protocolo donde se incluyan:

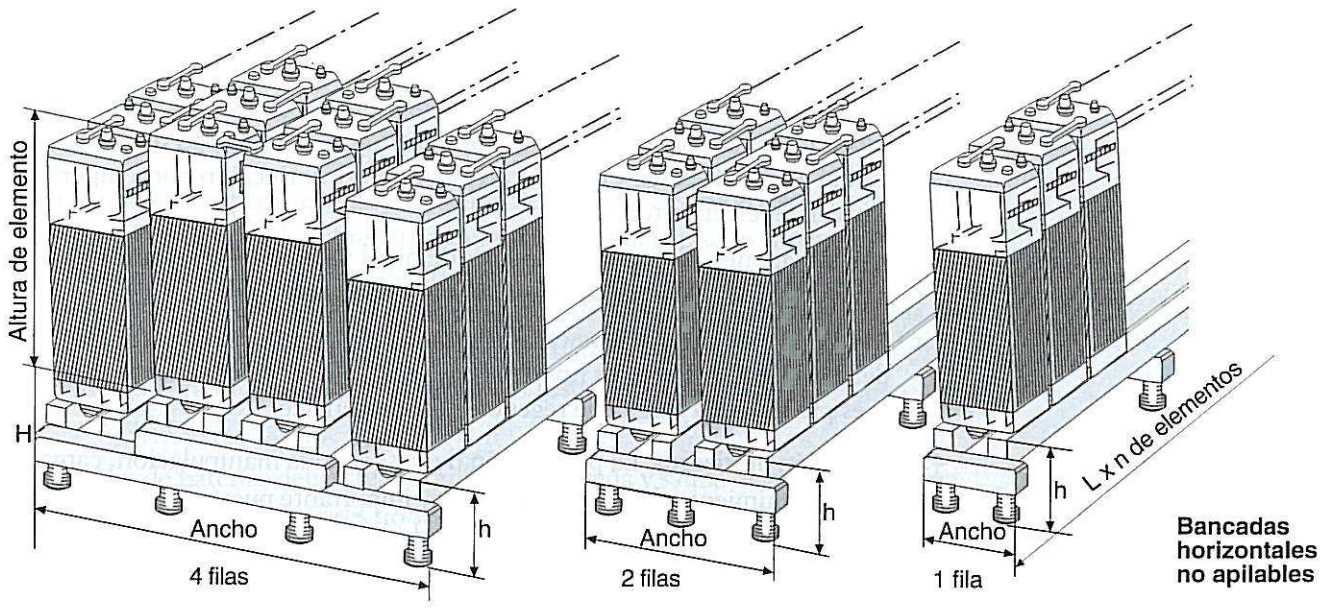
1. **Manual de recepción y manual de usuario:** normalmente se entregan con las instrucciones de cada fabricante, incluidas las tablas de correlación entre la densidad del electrólito y el estado de carga.
2. **Planos de montaje con manipulación de herrajes y conexiones eléctricas:** según esquemas de proyecto o memoria técnica.
3. **Hojas de registro:** donde se lleva el plan sistemático de mantenimiento y comprobaciones de parámetros o magnitudes de funcionamiento. Es conveniente

que cada instalador junto al proyectista establezcan los valores de referencia a registrar, entre el que debe figurar: todos los acumuladores, la tensión y temperatura, el tipo de carga, la resistencia de conexión en los bornes, las fechas periódicas de revisión y toma de lecturas, etc.

No obstante vamos a indicar algunas consideraciones prácticas a tener en cuenta periódicamente:

- **Comprobación de conexiones.** Identificar que las conexiones serie-paralelo coinciden con el esquema de montaje y que los terminales y todo tipo de conexiones están bien apretados. No sobrepasar el par de apriete en Nm que indique el fabricante para cada tipo de borne.
- **Medición de tensión a circuito abierto.** Para actuar sin carga, localizar los terminales positivo-negativo y proceder a la desconexión del resto de la instalación, a ser posible actuando sobre los aparatos de corte y protección. Preparar el polímetro en escala de tensión en CC y alcance adecuado. Conectar la sonda positiva al positivo y la sonda negativa al borne negativo. Tener en cuenta que la tensión de un conjunto serie es la suma de la tensión de todos ellos o el valor de la tensión nominal de uno multiplicado por el número de elementos en serie.
- **Comprobación de bancadas.** Que no existan restos de suciedad, polvo, humedad o salpicaduras extrañas sobre la superficie de la batería. En tal caso limpiar con paño humedecido en agua pura. Para los restos de ácido, limpiar con paño humedecido en disolución neutra existente en el mercado a tal efecto. Seguir siempre las instrucciones del fabricante. Aclarar si es preciso y terminar la operación de limpieza con secado de la superficie con paño limpio. Utilizar guantes de caucho y ropa de trabajo adecuada como botas y delantal de goma.

  Neutralizar cualquier corrosión por ácido con un trapo humedecido con una solución de bicarbonato de sodio y agua. Quitar todos los residuos de sodio.



↑ **Figura 2.20.** Bancada de baterías.

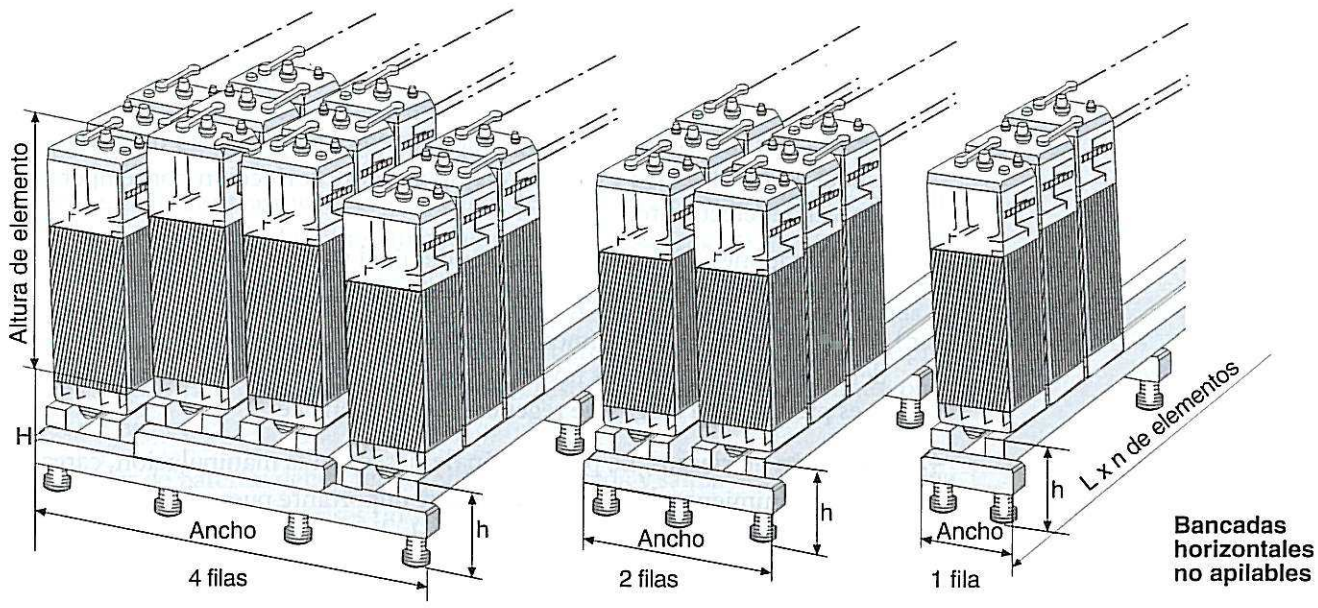
- **Comprobación de tapones.** Es necesario comprobar que los tapones de los acumuladores de electrólito líquido no están obstruidos por las salpicaduras del mismo. Si es preciso lavarlos con abundante agua y secarlos correctamente.

que cada instalador junto al proyectista establezcan los valores de referencia a registrar, entre el que debe figurar: todos los acumuladores, la tensión y temperatura, el tipo de carga, la resistencia de conexión en los bornes, las fechas periódicas de revisión y toma de lecturas, etc.

No obstante vamos a indicar algunas consideraciones prácticas a tener en cuenta periódicamente:

- **Comprobación de conexiones.** Identificar que las conexiones serie-paralelo coinciden con el esquema de montaje y que los terminales y todo tipo de conexiones están bien apretados. No sobrepasar el par de apriete en Nm que indique el fabricante para cada tipo de borne.
- **Medición de tensión a circuito abierto.** Para actuar sin carga, localizar los terminales positivo-negativo y proceder a la desconexión del resto de la instalación, a ser posible actuando sobre los aparatos de corte y protección. Preparar el polímetro en escala de tensión en CC y alcance adecuado. Conectar la sonda positiva al positivo y la sonda negativa al borne negativo. Tener en cuenta que la tensión de un conjunto serie es la suma de la tensión de todos ellos o el valor de la tensión nominal de uno multiplicado por el número de elementos en serie.
- **Comprobación de bancadas.** Que no existan restos de suciedad, polvo, humedad o salpicaduras extrañas sobre la superficie de la batería. En tal caso limpiar con paño humedecido en agua pura. Para los restos de ácido, limpiar con paño humedecido en disolución neutra existente en el mercado a tal efecto. Seguir siempre las instrucciones del fabricante. Aclarar si es preciso y terminar la operación de limpieza con secado de la superficie con paño limpio. Utilizar guantes de caucho y ropa de trabajo adecuada como botas y delantal de goma.

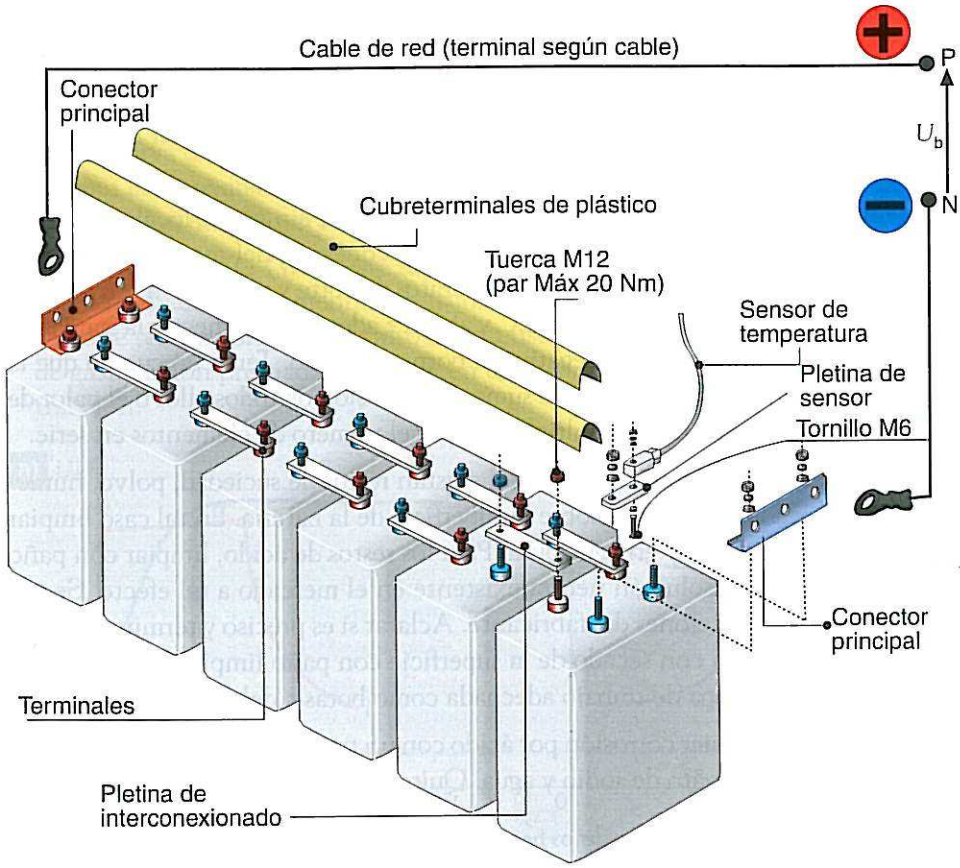
  Neutralizar cualquier corrosión por ácido con un trapo humedecido con una solución de bicarbonato de sodio y agua. Quitar todos los residuos de sodio.



↑ **Figura 2.20.** Bancada de baterías.

- **Comprobación de tapones.** Es necesario comprobar que los tapones de los acumuladores de electrólito líquido no están obstruidos por las salpicaduras del mismo. Si es preciso lavarlos con abundante agua y secarlos correctamente.

- **Comprobación de terminales.** Comprobar que todos los terminales no muestran señales de corrosión o sulfatación que reduzca la superficie de contacto entre borne y terminal. Si es así, desconectar el terminal y limpiar con trapo o cepillo de alambre, escariador, lija de grano 100, etc. Una vez montado y atornillado, dar una capa superficial de grasa de silicona o vaselina neutra.



→ **Figura 2.21.** Comprobación de terminales.

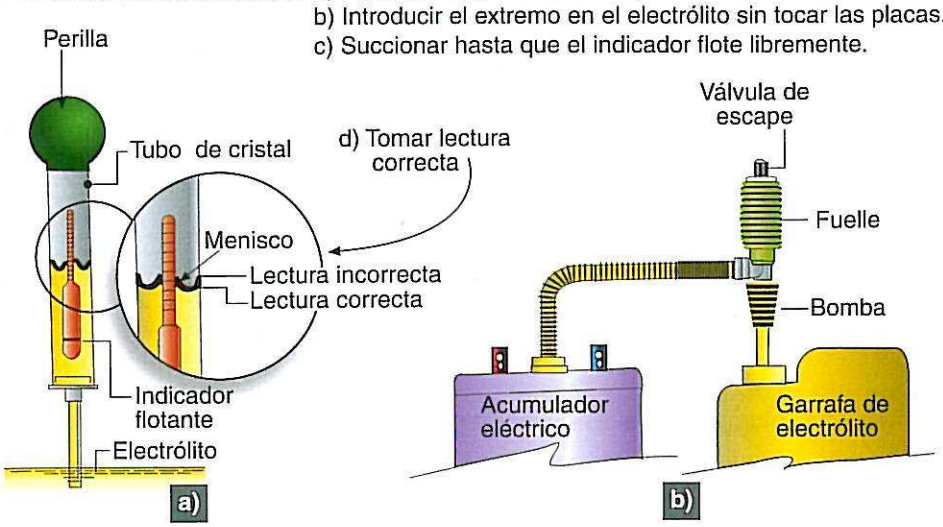
- **Comprobación de la densidad del electrólito:**
  a) Utilizar las tablas del fabricante que relacionan la densidad del electrólito con el estado de carga y con su correspondiente corrección por temperatura y nivel del electrólito.
  b) Quitar tapones. Colocar indicadores de nivel y llenar los elementos hasta el nivel máximo. Dejar pasar unas 2 horas y reajustar niveles.
  c) Verificar, mediante densímetro, el estado de carga cotejando con las tablas del fabricante y al menos nos debe dar un 75% aproximadamente. Realizar, si es preciso, una carga que regenere y homogeneice.

caso **práctico** inicial

Medidas de seguridad y PRL.

4. **Prevención de riesgos.** La prevención de riesgos en la manipulación, cargadores y mantenimiento de las baterías es muy importante pues además de las normas de seguridad respecto a los peligros de la electricidad para las personas, animales domésticos y materiales; se debe tener en cuenta que en este caso de las baterías se manipulan ácidos que producen:
   a) Salpicaduras o derrames del electrólito, en las operaciones de relleno y/o medida de su densidad.
   b) Generación de gases tóxicos peligrosos en recintos cerrados.

Procedimiento correcto: a) Presionar la perilla por completo. Posición vertical.
b) Introducir el extremo en el electrólito sin tocar las placas.
c) Succionar hasta que el indicador flote libremente.



↑ **Figura 2.22.** Comprobación del electrólito: a) lectura del densímetro; b) utilización de un sifón de llenado.

c) Generación de atmósfera explosiva por el hidrógeno desprendido en el proceso de carga.

- **Protección contra salpicaduras de ácido:** las habituales de los equipos de protección individual respecto a la protección de las partes del cuerpo con calzado, delantal de goma y ropa de trabajo, guantes de caucho y gafas.

  En caso de contacto con el ácido sulfúrico enjuagarse bien con agua limpia inmediatamente.

  Además, los tapones tienen un diseño especial para evitar las salpicaduras del electrólito al ser arrastrado por los gases, por lo que la carga se debe realizar siempre con los tapones puestos. También se utilizan tapones con filtros antiexplosión para evitar que en caso de producirse una combustión, la llama no pase al interior de la batería y evitar la peligrosidad del exceso de hidrógeno acumulado sobre todo al final de la carga.

- **Protección contra incendios en salas de baterías:** el hidrógeno desprendido que se genera en la sobrecarga, cuando su concentración supera el 4% del volumen del recinto de instalación, crea una atmósfera explosiva que puede producir violentas explosiones en presencia de chispas eléctricas o llamas de mecheros o cerillas. Los recintos o salas de baterías deben tener sistemas protegidos contra incendios producidos por chispas de contactos, enchufes, puntos de luz, etc.

  Las salas de baterías deben tener rejillas de entrada y salida de aire de tal forma que la acumulación de gases no sea posible. Además del hidrógeno, en la batería Pb-ácido con rejillas se pueden generar gases muy peligrosos como son la estibamina (SbH_3) y la arsenamina (AsH_3).

- **Conexiones:** tanto las conexiones en serie, como en paralelo, o serie paralelo que se realicen entre los bornes y los circuitos eléctricos deben estar aisladas y protegidas mecánicamente contra la manipulación y caída accidental de las herramientas que podrían producir cortocircuitos (véase figura 2.21).

vocabulario

Vida en servicio

Periodo de vida útil de una batería antes de que sus características desciendan a un valor predeterminado.

ACTIVIDADES FINALES

1. Calcular el tiempo necesario para obtener 300 g de Cu electrolítico con una intensidad de 10 A, si se alimenta una cuba electrolítica de sulfato de cobre ($CuSO_4$) como la de la figura 2.5 con una tensión de CC de 24 V. Comparar para 5 A y para 20 A.

2. Calcular la energía eléctrica necesaria para obtener 300 g de Cu electrolítico con una intensidad de 10 A si se alimenta una cuba electrolítica de sulfato de cobre ($CuSO_4$) como la de la figura 2.5 con una tensión de CC de 24 V. Comparar para 5A y para 20A.

3. En la siguiente tabla completa una columna con la resistividad expresada en $\Omega \cdot mm^2/m$

Líquido	Resistividad (ρ) en $\Omega\ cm^2/cm$	$\Omega\ mm^2/m$
Agua absolutamente pura	$25 \cdot 10^6$	
Disolución de sulfato de cobre (1,8%)	22,6	
Disolución saturada de carbonato sódico	12	
Cloruro sódico o sal común (1,6%)	5,2	
Disolución de sosa (1,5%)	2,9	
Disolución saturada de sal de amoniaco	2,56	
Disolución de ácido sulfúrico (8%)	1,12	
Disolución de ácido sulfúrico (10%)	0,85	
Mercurio	$0,0000958 = 95,8 \cdot 10^{-6}$	

↑ **Tabla 2.6.**

4. Describe seis características que deben tener los electrodos de un acumulador.

5. Describe al menos tres propiedades del material activo, anódico y catódico de los acumuladores.

6. Indica el tipo de electrólito en un acumulador de Pb-ácido y en otro de Ni-Cd.

7. Describe cinco propiedades que debe tener el electrólito de los acumuladores Pb-ácido y Ni-Cd.

8. Si la tensión de flotación recomendada que nos da un fabricante en las especificaciones de un acumulador de Pb-ácido es de 2,35 V para una temperatura de 25 °C. ¿Qué valor corregido de tensión de flotación le corresponde si la temperatura en el momento de efectuar la recarga es de T_{actual} = 40 °C y de 10 °C?

9. Calcular la corriente constante que puede suministrar una batería OPzS Solar 1320, del Mundo Técnico, en regímenes: **a)** C10. **b)** C24. **c)** C100. **d)** C240.

10. Describe tres tipos de tecnología de las baterías monobloque respecto a la forma de presentar el electrólito y de cerrar herméticamente con tapones o con válvulas.

11. Describe cómo se realiza la formación de las placas en un acumulador Pb-ácido.

12. Se dispone de una bancada de acumuladores de Pb-ácido de 10 monobloques de tensión nominal 12V cada uno conectados en serie. Cada monobloque a su vez está formado por 6 celdas en serie de resistencia interna de valor $r_1 = 0{,}006\ \Omega$. Se mide la tensión en vacío de cada monobloque y nos da en todos ellos un valor $U_{10} = 12{,}84$ V. Calcular: **a)** Balance de potencia si suministra 10,45 A. **b)** Energía suministrada en la descarga con un régimen C10.

13. Calcular la capacidad de la batería e indicar el tipo a instalar según los datos indicados a continuación y las tablas facilitadas en el Mundo Técnico. Potencia ($P = 600$ W), energía media diaria ($W_d = 2.105$ Wh), tensión nominal de la batería de acumuladores ($U_n = 24$V en CC). Autonomía de 5 días ($A = 5$). Rendimiento batería y regulador ($\eta_{rb} = 70\ \%$). Profundidad de descarga máxima $PD_{máx} = 0{,}7$.

entra en internet

14. Entra en internet y busca en fabricantes, distribuidores y organismos promotores de energía solar las distintas marcas y tipos con los que se comercializan las baterías de acumuladores eléctricos. Analiza las características de todos ellos.
    - www.exide.com
    - www.bosch.es
    - www.atersa.com
    - www.division1.com.ar/eneralca/EAProductos.htm
    - www.saftbateteries.com
    - www.sumsol.es

15. Entra en internet y busca biografías de autores como: Volta, Ritter, Faraday, Arrhenius, Nerst, Tudor.

PRÁCTICA PROFESIONAL

HERRAMIENTAS

- Catálogos
- Bibliografía
- Normas

MATERIAL

- Papel
- Lápiz
- Ordenador

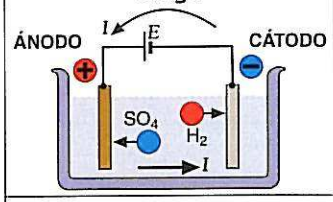
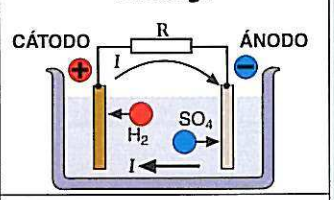
Cuadro resumen de las reacciones en el acumulador Pb-ácido y características de los tipos de Ni-Cd

OBJETIVO

Realizar una ficha resumen donde se indiquen: a) reacciones electroquímicas en un acumulador de Pb-ácido; b) curva carga descarga de tensión en un acumulador; c) características de acumuladores de Cd-níquel.

DESARROLLO

a) Reacciones Pb-ácido.

IONES	Sentido de la corriente y de los iones	Carga		Descarga	
					
		Fenómenos durante la carga en el Ánodo (+)	Cátodo (–)	Fenómenos durante la descarga en el Cátodo (+)	Ánodo (–)
SO_4^{--} (Negativos)	Estado inicial de las placas Más ion: Además se consume:	$PbSO_4$ $+ SO_4^{--}$ $+ 2H_2O$	$PbSO_4$ $+ H_2^{++}$	PbO_2^{--} $+ H_2^{++}$ $+ H_2SO_4$	Pb^{++} $+ SO_4^{--}$
H_2^{++} (Positivos)	Estado final de las placas: Además se produce:	$= PbO_2^{--}$ $+ 2\ H_2SO_4$	$= Pb^{++}$ $= H_2^{++}SO_4$	$= PbSO_4$ $+ 2\ H_2O$	$= PbSO_4$
	En el electrólito	**Durante la carga**		**Durante la descarga**	
	Consumido: Generado:	$-1\ H_2SO_4$ $+ 3\ H_2\ SO_4$	$-2\ H_2O$	$-2\ H_2SO_4$	$+ 2\ H_2O$
	Resultado:	$+ H_2SO_4$	$-2\ H_2O$	$-2H_2SO_4$	$+2H_2O$

Expresiones de las reacciones en cada electrodo y global

Electrodo negativo

$$Pb \underset{\text{Carga}}{\overset{\text{Descarga}}{\rightleftharpoons}} Pb^{2+} + 2e^-$$

$$Pb^{2+} + SO_4^{--} \rightleftharpoons PbSO_4$$

Electrodo positivo

$$PbO_2 + 4H^+ + 2e^- \underset{\text{Carga}}{\overset{\text{Descarga}}{\rightleftharpoons}} Pb^{2}+ + 2H_2O$$

$$Pb^{2+} + SO_4^{--} \rightleftharpoons PbSO_4$$

Reacción global

$$Pb + PbO_2 + 2H_2SO_4 \underset{\text{Carga}}{\overset{\text{Descarga}}{\rightleftharpoons}} 2PbSO_4 + 2H_2O$$

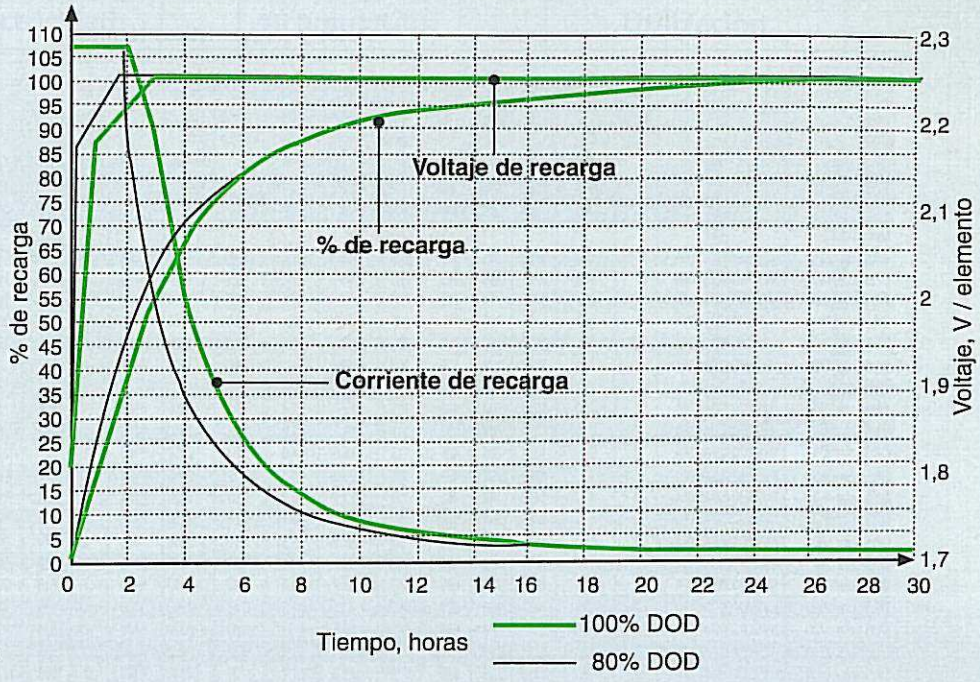
↑ **Tabla 2.7.**

b) Características de tensión de carga Pb-ácido.

Características de recarga del Absolyte IIP a 25 °C (77 °F).

Serie 50A/90A/100A. 2,25 voltios de flotación por elemento.

Por gentileza de Exide-Absolyte.



→ **Figura 2.23.**

c) Características acumuladores Ni-Cd.

Por gentileza de Saft Industrial Battery Grupp.

Mantenimiento periódico

- En una aplicación estacionaria correctamente diseñada, la batería Sunica.plus requiere una atención mínima.

  No obstante, se recomienda revisar el sistema una vez al año o en cada intervalo de rellenado recomendado para comprobar el buen estado de funcionamiento del sistema de carga, la batería y los componentes electrónicos.

- Se recomienda realizar las siguientes operaciones durante esta revisión:
  - — Compruebe visualmente los niveles de electrólito de los elementos para asegurarse de que sean superiores al mínimo y, si es necesario, rellénelos. Utilice únicamente agua destilada o desionizada.
  - — Compruebe igualmente la limpieza externa de las baterías y, si es necesario, límpielas con un cepillo humedecido en agua. No utilice cepillos de alambre ni disolventes de ningún tipo. Las válvulas pueden lavarse con agua limpia si es necesario.
  - — Compruebe que todas las conexiones están bien apretadas. Las conexiones y las tuercas de los terminales deben protegerse contra la corrosión recubriéndolas con una fina capa de aceite anticorrosión.

BATERÍAS DE Ni–Cd SUNICA.PLUS					
Tipo de elemento	Capacidad nominal C_5 Ah 5h – 1,00 V	Capacidad nominal C_{120} Ah 120h – 1,00 V	Corriente de carga 0,1 C_5 A	Cantidad máxima de agua que se añadirá en c.c.	Terminal del elemento
SUN ⊕ 45	43	45	4,3	190	M 6
SUN ⊕ 90	85	90	8,5	280	M 8
SUN ⊕ 105	100	105	10	380	M 10
SUN ⊕ 140	128	140	13	380	M 10
SUN ⊕ 185	171	185	17	500	M 10
SUN ⊕ 230	213	230	21	590	M 10
SUN ⊕ 275	256	275	26	700	M 10
SUN ⊕ 320	300	320	30	860	2 x M10
SUN ⊕ 370	341	370	34	1000	2 x M10
SUN ⊕ 415	384	415	38	1100	2 x M10
SUN ⊕ 460	427	460	43	1200	2 x M10
SUN ⊕ 505	469	505	47	1300	2 x M10
SUN ⊕ 555	512	555	51	1400	2 x M10
SUN ⊕ 645	597	645	60	1700	3 x M10
SUN ⊕ 735	682	735	68	1900	3 x M10
SUN ⊕ 830	768	830	77	2100	3 x M10
SUN ⊕ 920	853	920	85	2400	4 x M10
SUN ⊕ 1110	1024	1110	102	2800	4 x M10

↑ **Tabla 2.8.**

MUNDO TÉCNICO

Series OPzS Solar

Datos y características técnicas

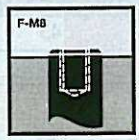
Tipo	Código	Tensión Nominal V	Capacidad C_{120} 1.85 V/C 25°C Ah	Long. (l) Máx. mm	Anchu. (b/w) Máx. mm	Altura* (h) Máx. mm	Long. Instalada (B/L) mm	Peso incluyendo Ácido Aprox. kg	Peso De Ácido** Aprox. kg	Resistencia Interna mΩ	Intensi. de Corto Circuito Según A	Terminal	N° Term./ Polo	Capacidades en Ah (C_6-C_{240} a 25°C) C_6 1.75 V/C	C_{10} 1.80 V/C	C_{12} 1.80 V/C	C_{24} 1.80 V/C	C_{48} 1.80 V/C	C_{72} 1.80 V/C	C_{100} 1.85 V/C	C_{120} 1.85 V/C	C_{240} 1.85 V/C
Monobloc																						
OPzS Solar 70	NVSL120070WC0FA	12	70	275	208	385	285	35	15	18.18	688	F-M8	1	55.0	51.5	63.7	69.4	78.4	79.8	83.2	82.7	92.9
OPzS Solar 140	NVSL120140WC0FA	12	140	275	208	385	285	45	14	9.26	1314	F-M8	1	95.4	103.0	108.2	118.7	141.6	137.8	144.0	139.9	162.3
OPzS Solar 210	NVSL120210WC0FA	12	210	383	208	385	393	64	19	6.46	1884	F-M8	1	131.4	154.5	150.7	167.0	187.5	196.2	204.5	208.3	234.1
OPzS Solar 280	NVSL060280WC0FA	6	280	275	208	385	285	41	13	2.68	2283	F-M8	1	203.4	206.0	229.3	250.8	296.2	289.2	301.8	294.0	338.3
OPzS Solar 350	NVSL060350WC0FA	6	350	383	208	385	393	56	20	2.39	2800	F-M8	1	245.5	257.5	284.0	311.5	374.2	361.2	377.5	364.1	424.5
OPzS Solar 420	NVSL060420WC0FA	6	420	383	208	385	393	63	20	1.96	3106	F-M8	1	284.3	309.0	322.9	354.6	420.8	410.8	429.4	417.7	482.9
Elemento																						
OPzS Solar 190	NVSL020190WC0FA	2	190	105	208	405	115	13.7	5.2	1.45	1400	F-M8	1	120	128	130	145	165	175	185	190	200
OPzS Solar 245	NVSL020245WC0FA	2	245	105	208	405	115	15.2	5.0	1.05	1950	F-M8	1	160	169	170	190	215	230	240	245	260
OPzS Solar 305	NVSL020305WC0FA	2	305	105	208	405	115	16.6	4.6	0.83	2450	F-M8	1	200	216	220	240	270	285	300	305	320
OPzS Solar 380	NVSL020380WC0FA	2	380	126	208	405	136	20.0	5.8	0.72	2850	F-M8	1	250	267	270	300	330	350	370	380	400
OPzS Solar 450	NVSL020450WC0FA	2	450	147	208	405	157	23.3	6.9	0.63	3250	F-M8	1	295	319	325	355	395	420	440	450	470
OPzS Solar 550	NVSL020550WC0FA	2	550	126	208	520	136	26.7	8.1	0.63	3250	F-M8	1	355	391	390	430	480	515	540	550	580
OPzS Solar 660	NVSL020660WC0FA	2	660	147	208	520	157	31.0	9.3	0.56	3650	F-M8	1	420	468	465	515	575	615	645	660	695
OPzS Solar 765	NVSL020765WC0FA	2	765	168	208	520	178	35.4	10.8	0.50	4100	F-M8	1	490	545	545	600	670	710	750	765	805
OPzS Solar 985	NVSL020985WC0FA	2	985	147	208	695	157	43.9	13.0	0.47	4350	F-M8	1	610	700	695	770	860	920	970	985	1035
OPzS Solar 1080	NVSL021080WC0FA	2	1080	147	208	695	157	47.2	12.8	0.43	4800	F-M8	1	675	772	770	845	940	1000	1055	1080	1100
OPzS Solar 1320	NVSL021320WC0FA	2	1320	215	193	695	225	59.9	17.1	0.30	6800	F-M8	2	820	937	930	1030	1150	1230	1295	1320	1385
OPzS Solar 1410	NVSL021410WC0FA	2	1410	215	193	695	225	63.4	16.8	0.27	7500	F-M8	2	895	1009	1005	1105	1225	1305	1380	1410	1440
OPzS Solar 1650	NVSL021650WC0FA	2	1650	215	235	695	225	73.2	21.7	0.26	7900	F-M8	2	1025	1174	1170	1290	1440	1540	1620	1650	1730
OPzS Solar 1990	NVSL021990WC0FA	2	1990	215	277	695	225	86.4	26.1	0.23	8900	F-M8	2	1230	1411	1405	1550	1730	1850	1950	1990	2090
OPzS Solar 2350	NVSL022350WC0FA	2	2350	215	277	845	225	108.0	33.7	0.24	8500	F-M8	2	1575	1751	1740	1910	2090	2200	2300	2350	2470
OPzS Solar 2500	NVSL022500WC0FA	2	2500	215	277	845	225	114.0	32.7	0.22	9300	F-M8	2	1670	1854	1845	2015	2215	2335	2445	2500	2600
OPzS Solar 3100	NVSL023100WC0FA	2	3100	215	400	815	225	151.0	50.0	0.16	12800	F-M8	3	2085	2317	2305	2520	2755	2910	3040	3100	3250
OPzS Solar 3350	NVSL023350WC0FA	2	3350	215	400	815	225	158.0	48.0	0.14	14600	F-M8	3	2275	2523	2510	2740	2985	3135	3280	3350	3520
OPzS Solar 3850	NVSL023850WC0FA	2	3850	215	490	815	225	184.0	60.0	0.12	17000	F-M8	4	2595	2884	2870	3135	3430	3615	3765	3850	4040
OPzS Solar 4100	NVSL024100WC0FA	2	4100	215	490	815	225	191.0	58.0	0.11	17800	F-M8	4	2785	3090	3075	3355	3650	3840	4000	4100	4300
OPzS Solar 4600	NVSL024600WC0FA	2	4600	215	580	815	225	217.0	71.0	0.11	18600	F-M8	4	3100	3450	3435	3765	4100	4300	4500	4600	4850

*La altura indicada en la tabla puede diferir dependiendo de los tapones usados. **Densidad de ácido dN = 1.24 kg/l

Los datos son también válidos para la versión cargada en seco.
Cambie «W» (*Wet*) por «D» (*Dry*) en el código.
P.ej.:

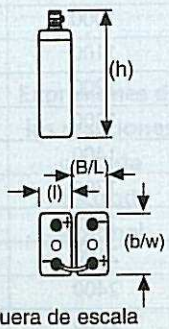
Llenada y cargada	NVSL120070	W C0FA
Cargada en seco	NVSL120070	D C0FA

Esquemas con posición de los terminales, terminal y par de apriete.



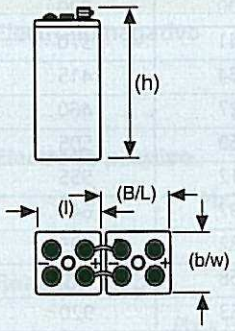
20 Nm

OPzS Solar 190 hasta OPzS Solar 1080

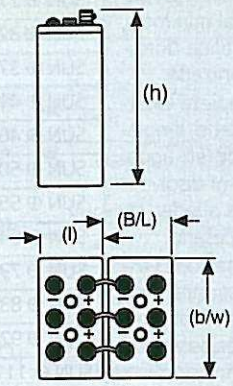


Fuera de escala

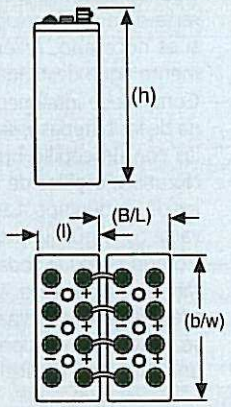
OPzS Solar 1320 hasta OPzS Solar 2500



OPzS Solar 3100 OPzS Solar 3350

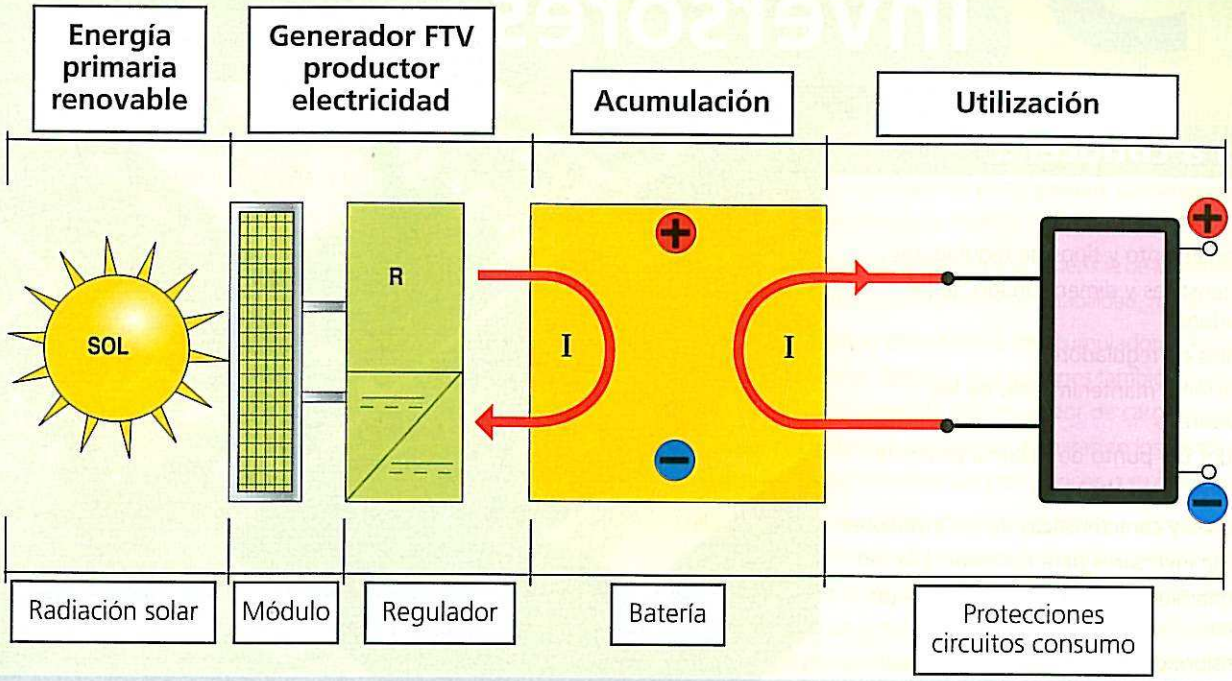


OPzS Solar 3850 hasta OPzS Solar 4600



↑ **Tabla 2.9.** Características de baterías OPzS por cortesía de EXIDE CLASSIC.

EN RESUMEN



EVALÚA TUS CONOCIMIENTOS

1. El primer generador electroquímico primario se debe a:
   a) Volta en 1800.
   b) Ritter en 1803.
   c) Faraday en 1832.
2. El efecto secundario se debe a:
   a) Volta en 1800.
   b) Ritter en 1803.
   c) Faraday en 1832.
3. El primero en cuantificar el fenómeno de la electrólisis fue:
   a) Volta en 1800.
   b) Ritter en 1803.
   c) Faraday en 1832.
4. En la electrólisis de una disolución de ácido sulfúrico los iones H^+ se depositan en el ..... tomando ..... para formar el gas hidrógeno $2H_2$ que se desprende de este electrodo
   a) Cátodo-electrones.
   b) Ánodo-electrones.
   c) Ánodo-electrólito.
5. La transferencia de electrones entre dos sustancias o elementos químicos, uno oxidante y otro oxidado se llama:
   a) Reacción de oxidación reducción.
   b) Electrólisis.
   c) Ambas.
6. La oxidación de un cuerpo corresponde la ..... de electrones y la reducción corresponde a una ..... de electrones
   a) Ganancia-pérdida.
   b) Pérdida-ganancia.
   c) Ambas.
7. La polarización o fijación del hidrógeno sobre el polo positivo se produce en la pila de ..... y se corrige con el depósito de cobre en la pila de .....
   a) Volta-Faraday.
   b) Daniell-Volta.
   c) Volta-Daniell.
8. El electrodo de un acumulador de Pb-ácido está formado por:
   a) Rejilla y conector.
   b) Rejilla y separadores.
   c) Rejilla y material activo.

3 Reguladores e inversores

vamos a conocer...

1. Reguladores
2. Funcionamiento y tipos de reguladores
3. Características y dimensionado de los reguladores
4. Ejemplos de reguladores
5. Instalación y mantenimiento de los reguladores
6. Seguidor del punto de máxima potencia
7. Inversores fotovoltaicos
8. Funciones y características de los inversores
9. Tipos de inversores para conexión a la red
10. Funcionamiento y configuraciones de un inversor
11. Dimensionado del inversor
12. Instalación y mantenimiento de los inversores

PRÁCTICA PROFESIONAL
Puesta en marcha de un inversor

MUNDO TÉCNICO
Datos técnicos de inversores para sistemas fotovoltaicos

y al finalizar esta unidad...

- Identificarás las funciones básicas y clasificarás los diferentes tipos de reguladores de carga.
- Describirás las fases del proceso de carga de una batería de acumuladores.
- Consultarás e interpretarás información técnica sobre reguladores de carga.
- Calcularás los parámetros más importantes de un regulador en una aplicación.
- Describirás las tareas básicas en la instalación y mantenimiento de los reguladores.
- Describirás las funciones de un seguidor del punto de máxima potencia.
- Identificarás las funciones básicas y clasificarás los diferentes tipos de inversores.
- Consultarás e interpretarás información técnica sobre inversores.
- Calcularás los parámetros más importantes de un inversor en una aplicación
- Describirás las tareas básicas en la instalación y mantenimiento de los inversores.

CASO **PRÁCTICO** INICIAL

situación de partida

Juana trabaja como Electricista Industrial en la empresa MantenimientoSolar, S.L. situada en la región de Murcia, que se dedica a dar servicio de mantenimiento para instalaciones fotovoltaicas, tanto para sistemas fotovoltaicos autónomos como para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Ante el crecimiento de los sistemas fotovoltaicos que se han producido en la región y detectada la necesidad de muchos propietarios de estas instalaciones de contar con un servicio de mantenimiento especializado, se formó la empresa MantenimientoSolar, S.L.

El servicio que ofrece la empresa consiste en revisiones periódicas, generalmente trimestrales o semestrales de la instalación, para efectuar un conjunto de operaciones similares a las que se realizan en la puesta en marcha de este tipo de instalaciones, con el fin de mantenerlas en plena productividad.

Las tareas de mantenimiento habituales consisten en un conjunto de operaciones como son:

- Comprobación de las características eléctricas de la instalación, verificando los valores de intensidad y tensión previstos en el generador fotovoltaico.
- Comprobación del estado de estanqueidad, conservación y apriete de las conexiones de la instalación.
- Revisión del estado de limpieza de la superficie de los módulos fotovoltaicos, además de comprobar su estabilidad, rigidez y sujeción.
- Revisión del estado de la batería de acumuladores en las instalaciones autónomas. En estas instalaciones también hay que comprobar el funcionamiento del regulador de carga, revisando los indicadores y alarmas del mismo, eliminando los restos de suciedad que puedan dificultar sus indicaciones o su funcionamiento.

En las instalaciones conectadas a la red, hay que comprobar el estado de funcionamiento del inversor fotovoltaico, realizando medidas de los parámetros eléctricos, tanto en la entrada de corriente continua como en la salida de corriente alterna del inversor. También se debe comprobar el sistema de monitorización del inversor y revisar el funcionamiento del *software* de dicho sistema.

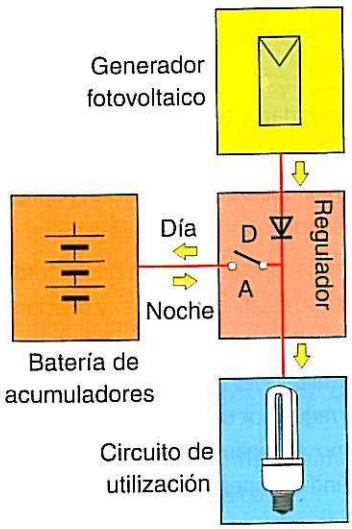
estudio del caso

Antes de empezar a leer esta unidad de trabajo, puedes contestar las dos primeras preguntas. Después analiza cada punto del tema, con el objetivo de contestar al resto de las preguntas de este caso práctico.

1. ¿Qué tipo de corriente genera un módulo fotovoltaico?
2. ¿Qué rangos de tensión e intensidad aproximadamente proporcionan los módulos fotovoltaicos?
3. ¿Cuáles son las funciones de un regulador de carga en un sistema fotovoltaico?
4. ¿Qué tipos de reguladores de carga hay?
5. ¿Cómo se conecta un regulador de carga?
6. ¿Para qué se utiliza un inversor?
7. ¿Qué funciones realiza un inversor en un sistema fotovoltaico autónomo?
8. ¿Para qué se utiliza un inversor en un sistema fotovoltaico conectado a la red?
9. ¿Qué tipos de inversores hay?
10. ¿Cómo se realiza el conexionado de un inversor?

En la construcción de los reguladores de carga e inversores tienen un papel fundamental los dispositivos semiconductores de potencia denominados MOSFET e IGBT. Fue el físico de origen austro-húngaro Julius Edgar Lilienfeld, quien inventó en 1925 el Transistor de efecto de campo, o FET (Field Effect Transistor) antecesor de los transistores MOSFET. No hay evidencias de que llegara a construirlo, pues en aquella época no existían aún los materiales con los que se construyen hoy en día, pero llegó a formular teóricamente su funcionamiento con bastante precisión y registró además algunas patentes sobre su construcción y funcionamiento. Hay que esperar hasta 1960 para que se desarrollen los primeros transistores MOSFET por los científicos japoneses Khan y Atatta que trabajaban en los laboratorios de la compañía Hitachi.

1. Reguladores



↑ **Figura 3.1.** Sistema fotovoltaico autónomo básico.

Como sabemos para que un sistema fotovoltaico autónomo pueda proporcionar energía eléctrica en cualquier momento a su circuito de utilización, necesita un sistema de acumulación que almacene la energía eléctrica sobrante, producida durante el día, para devolverla en las horas de baja o nula radiación solar.

La batería de acumuladores cumple esta misión y se va a cargar y descargar periódicamente, recibiendo energía eléctrica del generador fotovoltaico durante el día y devolviéndola al circuito de utilización durante la noche o en las horas de baja radiación solar. El control de este proceso de carga y descarga lo realiza un dispositivo denominado **regulador de carga** o simplemente **regulador**. Este dispositivo, a pesar de su sencillez y su bajo coste comparado con el coste total del sistema, es fundamental para proteger la vida útil de la batería y mejorar el funcionamiento del sistema fotovoltaico.

1.1. Funciones del regulador

Las principales funciones de un regulador de carga en un sistema fotovoltaico son:

- Proteger a la batería de acumuladores contra la sobredescarga o descarga profunda.
- Proteger a la batería de acumuladores contra la sobrecarga, limitando la tensión de fin de carga.
- Evitar la descarga nocturna de la batería de acumuladores sobre el generador fotovoltaico.

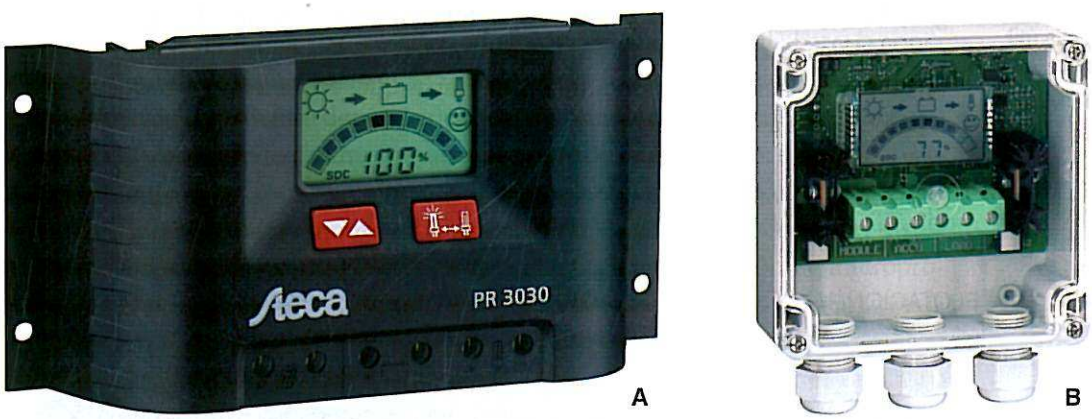
La figura 3.1 es un diagrama de bloques que representa un ejemplo de sistema fotovoltaico autónomo básico. La función del regulador está representada de forma básica por un diodo D que impide la circulación de corriente de la batería hacia el generador fotovoltaico, evitando la descarga nocturna, y por un interruptor A que tiene como misión:

- Desconectar la batería de acumuladores del generador fotovoltaico cuando hay sobrecarga (abriendo el interruptor A).
- Conectar la batería de acumuladores al circuito de utilización por la noche (cerrando el interruptor A).
- Desconectar el circuito de utilización cuando hay sobredescarga de la batería de acumuladores (abriendo el interruptor A).

Otras funciones, que dependen de cada fabricante, mejoran las prestaciones de los reguladores de carga. Algunas de ellas son:

- **Ajuste del procedimiento de carga según el tipo de batería.** Permite seleccionar el tipo de batería, normalmente plomo-ácido (electrólito líquido) o gel (electrólito gelificado), para adecuar los valores de tensión de carga y los tiempos de aplicación de dichas tensiones al tipo de batería conectado.
- **Protección contra la inversión de polaridad, impidiendo el funcionamiento y emitiendo una alarma sonora.** Si la inversión de polaridad se produce en los bornes de la batería de acumuladores, el regulador no se pone en marcha y mantiene abiertos todos los circuitos. Si la inversión de polaridad se produce en la entrada del generador fotovoltaico, el regulador mantiene abierto el circuito del generador fotovoltaico.

- **Protección contra cortocircuitos**, tanto en la entrada del generador fotovoltaico como en la salida del circuito de utilización. Si el cortocircuito se produce en la entrada, se abre ese circuito protegiendo el sistema de regulación y todos los elementos conectados al mismo. Si el cortocircuito se produce en la salida se abre el circuito de utilización, protegiendo el sistema de regulación frente a corrientes elevadas.
- **Medición de la temperatura de la batería de acumuladores** mediante un sensor para corregir el valor de la tensión de fin de carga.
- **Protección contra sobretensiones en la entrada del generador fotovoltaico.** En caso de una tensión superior a la especificada para el regulador se interrumpe el proceso de carga de la batería de acumuladores. Para las sobretensiones producidas durante las tormentas eléctricas, se utilizan varistores, que absorben dichas sobretensiones y protegen a los elementos conectados al regulador.
- **Protección contra sobreintensidades.** Si aparece una sobreintensidad por sobrecarga en el circuito que va del generador fotovoltaico a la batería de acumuladores, el regulador interrumpe el proceso de carga. Si la sobrecarga se produce en el circuito que va de la batería a utilización, el regulador interrumpe dicho circuito. En ambos casos para protegerse, a sí mismo y al resto de elementos conectados al regulador.



↑ **Figura 3.2.** Regulador de carga con pantalla LCD donde se monitoriza el estado de carga. (Cortesía de Steca). a) Regulador para montaje interior (IP22). b) Regulador para montaje exterior (IP65).

- **Protección contra descargas excesivas.** En la mayoría de los reguladores se establece un nivel mínimo de carga de entre el 20% y el 30% de la capacidad nominal de la batería de acumuladores. Si se sobrepasa ese valor se desconecta la salida del circuito de utilización. Cuando se recarga la batería de acumuladores y se alcanza una tensión mínima se vuelve a conectar automáticamente la salida del circuito de utilización.
- Monitorización del proceso de carga/descarga con indicación de los valores de tensión e intensidad en cada instante (figura 3.2).
- Indicación de los estados de alarma mediante señales ópticas y acústicas. Entre las alarmas más frecuentes que incorporan los reguladores se pueden citar:
  - **Baja tensión de la batería de acumuladores.** Indica que la batería de acumuladores se encuentra en un estado comprometido del nivel de carga. Si este estado se mantiene durante un tiempo determinado (superior a algunos segundos, para discriminar las sobreintensidades transitorias, por ejemplo por el arranque de un motor) se produce la desconexión de la salida de utilización.

vocabulario

Estratificación

En los acumuladores de electrólito líquido, el ácido se consume durante la descarga y se regenera durante la carga. El ácido regenerado en la carga es más denso y tiende a situarse en el fondo por efecto de la gravedad. La diferencia de densidades que este efecto produce en el electrólito se denomina estratificación.

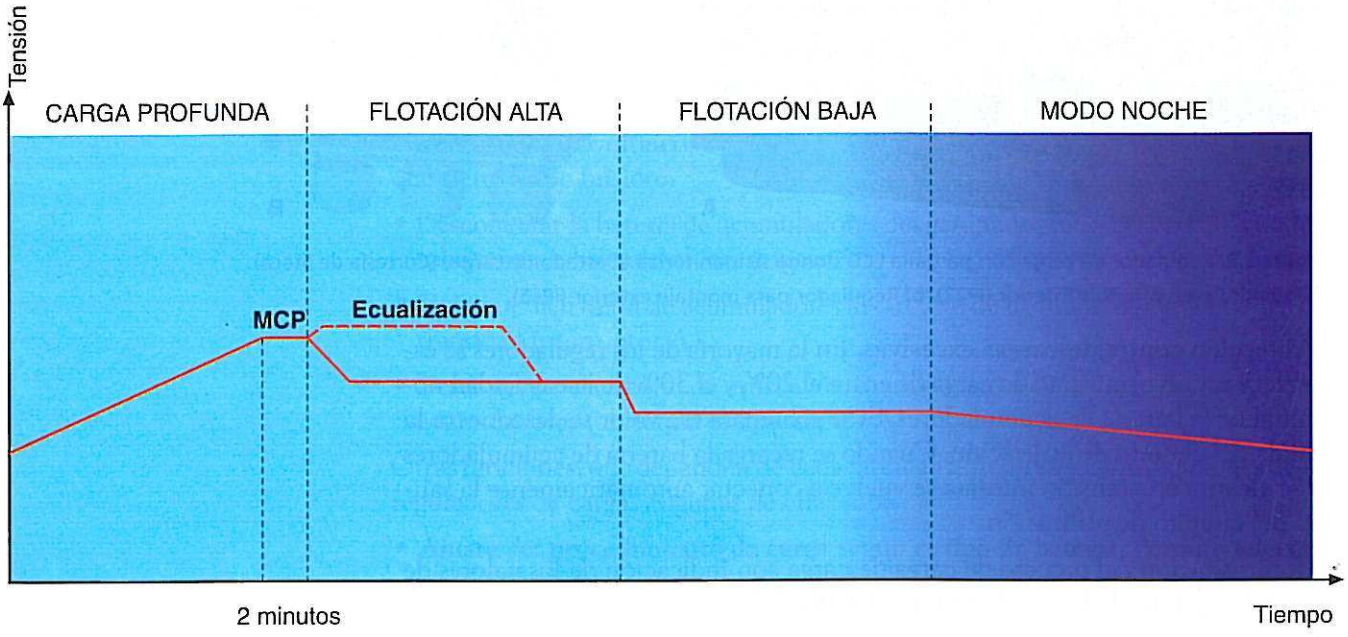
Sulfatación

En las baterías de plomo-ácido con electrólito líquido, si el balance energético no es bueno y la batería permanece con bajos niveles de carga mucho tiempo, el depósito de sulfato de plomo sobre las placas aumenta de espesor. La corriente de carga no consigue desprenderlo totalmente, reduciéndose la superficie activa de las placas, lo que acorta rápidamente la vida útil del acumulador. Este mecanismo se conoce como sulfatación de la batería.

- **Desconexión del circuito de utilización por baja tensión de la batería de acumuladores.** Indica una descarga excesiva de la batería de acumuladores.
- **Tensión alta en la batería de acumuladores.** Se activa si la tensión de la batería de acumuladores alcanza un valor excesivamente alto. Puede ocurrir porque la salida del regulador no funciona correctamente o porque se está cargando la batería por otros medios con una regulación deficiente, por ejemplo si se usa un cargador externo con grupo electrógeno.
- **Exceso de corriente.** Se activa cuando aparece una sobreintensidad tanto en la entrada como en la salida del regulador. La sobreintensidad debe mantenerse durante unos segundos para que se active esta alarma. Se desactiva de forma automática cuando la sobreintensidad desaparece.
- **Cortocircuito.** Indica que se ha producido un cortocircuito en la entrada o en la salida del regulador. Se desactiva de forma automática cuando el cortocircuito desaparece.

1.2 Regulación de la carga de la batería de acumuladores

La utilización de microprocesadores para controlar el funcionamiento de los reguladores permite utilizar estrategias complejas, pero con muchas prestaciones, para regular la carga de la batería de acumuladores. Según el fabricante la estrategia de regulación puede incluir varias etapas que, en general, se pueden ajustar a las descritas a continuación (figura 3.3):



↑ **Figura 3.3.** Fases en la carga de una batería de acumuladores.

- **Carga Profunda.** Primera fase del proceso de carga, el regulador permite la entrada de corriente a los acumuladores sin interrupción hasta alcanzar el punto de tensión final de carga, donde la batería de acumuladores alcanza un nivel de carga próximo al 95 % de su capacidad total. Alcanzada dicha tensión, el regulador establece una banda de regulación de tensión de batería, llamada man-

tenimiento de carga profunda (MCP). Esta banda de regulación MCP produce una ligera agitación del electrólito del acumulador que evita su estratificación y la sulfatación de las placas internas. Este estado se mantiene durante un periodo de tiempo de algunos minutos que es ajustable (en la figura 3.3 está establecido en 2 minutos). Transcurrido dicho tiempo, el regulador pasa al estado de **flotación alta**. En los acumuladores de plomo-ácido (electrólito líquido) tras un periodo de tiempo en el que el estado de carga ha sido bajo, la densidad del ácido no es uniforme (estratificación), y es necesario agitarlo para homogeneizar el electrólito y evitar la sulfatación de las placas activas.

- **Igualación o ecualización**. En los acumuladores de plomo-ácido (electrólito líquido), el regulador aplica de forma automática una carga de igualación para alargar su vida. En esta fase se inyecta corriente durante un periodo de algunas horas para conseguir la carga máxima en todos los elementos de la batería y que queden igualados. En acumuladores de plomo-ácido (electrólito líquido), esta igualación se realiza cada vez que trascurran 30 días sin que se haya realizado una carga profunda o el microprocesador que controla el regulador determina que es necesario realizar una igualación para compensar situaciones de descarga excesiva del acumulador. Esta fase de carga no se realiza en los acumuladores de tipo Gel.
- **Flotación alta**. En este estado el regulador mantiene la tensión de batería constante mientras se realiza la última fase de carga de los acumuladores. El tiempo de aplicación de esta fase depende del histórico de funcionamiento del sistema, pudiendo variar desde algunos minutos en instalaciones con poco uso y batería siempre muy cargada hasta algunas horas para situaciones de baterías que han estado con poca carga durante mucho tiempo. Este ajuste basado en un histórico de sucesos es automático y es posible gracias a la utilización de microprocesadores programados para tener en cuenta las características particulares de funcionamiento de cada instalación. El sistema de regulación funciona dentro de lo que se denomina Banda de Flotación Alta (BFA). Esta BFA es un rango de tensiones cuyos valores máximos y mínimos se fijan entre la tensión final de carga y la tensión nominal.
- **Flotación baja**. En este punto los acumuladores están completamente cargados. Se inyecta una pequeña corriente de mantenimiento para compensar el efecto de auto descarga.
- **Modo noche**. El regulador detecta que está anocheciendo midiendo la tensión en la entrada de los módulos fotovoltaicos. Cuando se detecta esta situación desconecta dicha entrada para evitar la circulación de corriente de la batería de acumuladores hacia los módulos fotovoltaicos. Esta función evita la utilización de un diodo de bloqueo.

vocabulario

Español - Inglés

Regulador de carga:
charge controller.

Protección contra sobrecarga:
overcharge protection.

Protección contra sobredescarga:
overdischarge protection.

Protección contra descarga profunda:
deep discharging protection.

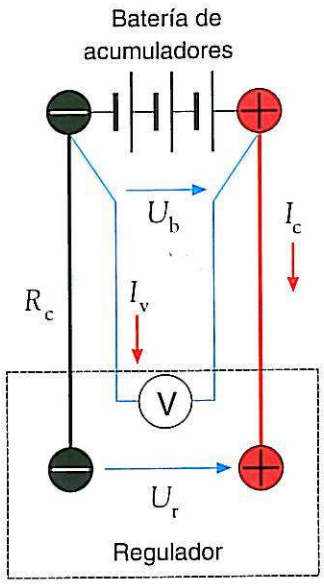
Carga de ecualización:
equalisation charging.

Carga de flotación:
float charging.

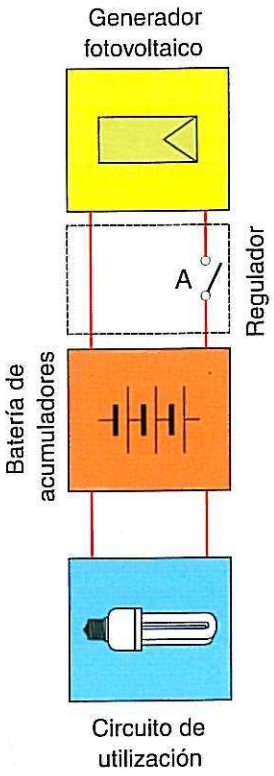
ACTIVIDADES

1. Realiza un esquema-resumen en el que se reflejen las diferentes fases del proceso de regulación de la carga de una batería de acumuladores.

2. Funcionamiento y tipos de reguladores



↑ **Figura 3.4.** Medida de la tensión en la batería.



↑ **Figura 3.5.** Principio de funcionamiento de un regulador serie.

El regulador controla el estado de carga de la batería de acumuladores midiendo la tensión en bornes de dicha batería. A partir de la tensión medida se desarrolla la estrategia de control de la carga, de ahí la importancia de efectuar una medida correcta evitando las caídas de tensión que se producen en los cables de conexión y en los dispositivos de protección que puede haber entre la batería de acumuladores y el regulador.

La figura 3.4 representa el esquema de conexiones entre el regulador y la batería de acumuladores donde se ve que la tensión en el regulador U_r es menor que la tensión en la batería U_b debido a la caída de tensión $R_c \cdot I_c$ que se produce en la resistencia R_c de los cables de conexión al circular la corriente I_c de la carga. Para realizar la medida correctamente, muchos reguladores disponen de un circuito de medida independiente, representado en la figura por el voltímetro, que mide la tensión directamente en bornes de la batería. Como la corriente I_v del circuito de medida es prácticamente cero, la tensión medida corresponde a la real de la batería de acumuladores.

A partir de la tensión medida en la batería el regulador conecta o desconecta el generador fotovoltaico. Para efectuar esta conexión/desconexión los reguladores actuales utilizan relés de estado sólido de tipo MOSFET.

Los valores de tensión que se deben utilizar como referencia en los procesos de carga y descarga de una batería de acumuladores varían sensiblemente con la temperatura y el tipo de batería. La mayoría de los reguladores disponen de un sensor interno que mide la temperatura pero esto obliga a colocar el regulador cerca de la batería. Otros reguladores permiten la conexión de un sensor de temperatura adosado a la batería de acumuladores.

Además de la tensión de la batería, los reguladores actuales disponen de un sistema de autoaprendizaje que les permite tener en cuenta también la capacidad, la antigüedad y el grado de sulfatación de la batería de acumuladores, para decidir la estrategia de control de la carga.

En función de cómo se realiza la **conexión y desconexión del regulador** se pueden clasificar en:

- **Regulador serie**: el control de carga de la batería de acumuladores se efectúa interrumpiendo la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería mediante el relé de estado sólido A (figura 3.5).

  Estos reguladores tienen como ventaja su pequeña disipación de energía, lo que permite su uso en sistemas con mucha potencia (con corrientes superiores a la centena de amperios) y como inconvenientes la caída de tensión en el circuito de conmutación entre el generador fotovoltaico y la batería, y el autoconsumo que es mayor que en los reguladores paralelos.

- **Regulador paralelo**: el control de carga de la batería de acumuladores se efectúa cortocircuitando la entrada del generador fotovoltaico mediante el relé de estado sólido A (figura 3.6). El diodo de bloqueo D tiene dos funciones: evitar el cortocircuito de la batería cada vez que se cierra el relé A e impedir la circulación de corriente de la batería hacia el generador fotovoltaico durante la noche.

Estos reguladores tienen como ventajas que son más económicos y presentan una autoconsumo menor que los reguladores serie. Además, pueden funcionar sin necesidad de batería, actuando en este caso como limitador del voltaje producido por el generador fotovoltaico, que será constante aunque la irradiancia varíe. Como inconvenientes citar la elevada disipación de energía en forma de calor que limita la potencia total que pueden manejar (se utilizan en sistemas con corrientes inferiores a unos 20 A) y la caída de tensión que se produce en el diodo de bloqueo D.

Según cómo se efectúe la **regulación de la carga de la batería** los reguladores se clasifican en dos grupos: reguladores todo-nada y reguladores PWM.

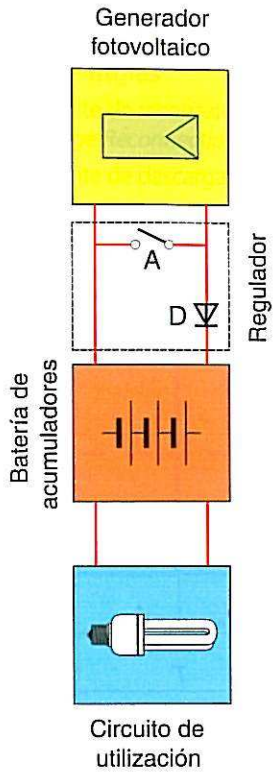
- **Reguladores todo – nada**: las diferentes etapas de carga de la batería de acumuladores: carga profunda, ecualización, flotación, etc. se realizan conectando y desconectando el circuito entre el generador y la batería de acumuladores para diferentes valores de tensión de la batería. En la etapa de carga profunda el regulador permite el paso de toda la corriente producida por el generador fotovoltaico hasta que la tensión en la batería alcanza un valor predeterminado. Al final de esta primera fase de carga se produce el mantenimiento de carga profunda (MCP), dejando pasar la corriente durante un cierto tiempo con tensión constante, para producir una ligera agitación del electrolito del acumulador que evita su estratificación y la sulfatación de las placas internas.

  Una vez alcanzado ese nivel de carga, se pasa a la etapa de flotación donde se mantiene la tensión de la batería en torno a un valor constante, conectando y desconectando en un rango de histéresis muy pequeño, entre 0,5 y 1 V por encima y debajo del dicho valor constante. Con esto se consigue mantener un estado de carga en el rango de 80 %...90%. Si el consumo aumenta y el regulador no es capaz de mantener la tensión de flotación, se desconecta el consumo y se vuelve a la primera etapa de carga, hasta que se recupera la tensión en la batería.

- **Reguladores PWM**: en este tipo de regulación la primera etapa es igual que en la regulación todo-nada y el regulador permite el paso de toda la corriente producida por el generador fotovoltaico hasta la batería. Es en la fase final de la primera etapa (fase MCP) y en la etapa de flotación donde se recurre a la técnica de modulación por anchura de pulsos (PWM – Pulse-Width Modulation). Esta técnica permite variar de forma gradual la corriente de carga de la batería modificando la anchura de los pulsos de la tensión aplicada a la batería. Veamos cómo se produce esta variación.

  En la figura 3.7, la tensión U_{fv} es la tensión proporcionada por el generador fotovoltaico. La tensión U_m aplicada a la batería se obtiene abriendo durante un tiempo t_{off} y cerrando durante un tiempo t_{on} el interruptor que conecta el generador con la batería de acumuladores. El cociente t_{on}/T se denomina ciclo de trabajo del regulador. Modificando el ciclo de trabajo t_{on}/T varía la tensión U_m según la expresión:

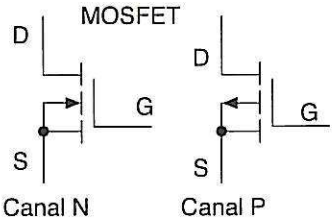
$$[1] \qquad U_m = U_{fv} \cdot \frac{t_{on}}{T}$$



↑ **Figura 3.6.** Principio de funcionamiento de un regulador paralelo.

saber más

Relés de estado sólido (MOSFETS)



Símbolos eléctricos de transistores MOSFET.

Utilizan transistores MOSFET (Transistores de Efecto de campo de Metal Óxido Semiconductor – Metal – Oxide – Semiconductor Field-Efect Transistor).

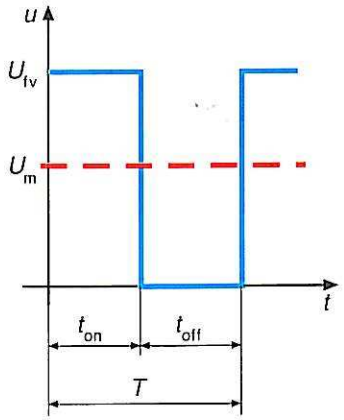
Hay dos tipos de MOSFET, de canal N y de canal P. Tienen tres terminales denominados Fuente (Source), Drenador (Drain) y Puerta (Gate). Se utilizan en modo de conmutación, donde el transistor MOSFET actúa como un interruptor que conmuta corrientes muy grandes circulando entre la fuente S y el drenador D, a frecuencias elevadas, controladas con tensiones y corrientes muy pequeñas en la puerta G.

En los reguladores para sistemas fotovoltaicos se mantiene la frecuencia constante (y por lo tanto el periodo T) en torno a algunas centenas de hercios y se varía el tiempo de conducción t_{on} para variar la tensión U_m.

El uso de esta técnica de regulación permite introducir más corriente en la batería sin aumento de la tensión, consiguiendo estados de carga de la batería con promedios cercanos al 95 % además de mejorar el aprovechamiento de la energía procedente del generador fotovoltaico.

La técnica PWM se puede realizar con reguladores serie o paralelo, pero hacia el final de la carga, el interruptor en un regulador paralelo estará más tiempo cerrado que en el regulador serie, que estará casi siempre abierto, y el calor disipado en dicho interruptor será considerablemente mayor. Esto obliga a utilizar un buen sistema de evacuación de calor que minimice sus efectos sobre el funcionamiento del regulador.

Hay reguladores de carga que se fabrican con un **seguidor del punto de máxima potencia** del generador fotovoltaico integrado. Con este componente el generador fotovoltaico funciona en el máximo de potencia MPP (MPP Maximum Power Point) de su característica y reduce las pérdidas de potencia en porcentajes superiores al 10%. Tiene como inconveniente el encarecimiento del regulador de carga.



↑ **Figura 3.7.** Modulación PWM de la tensión del generador fotovoltaico para cargar la batería.

El regulador de carga con seguidor MPP es imprescindible cuando se utilizan módulos fotovoltaicos cuya tensión en el punto de trabajo óptimo es muy diferente de la tensión de carga de la batería. Esto ocurre cuando se utilizan módulos que están diseñados para sistemas conectados a la red o en sistemas aislados con temperaturas ambiente muy bajas.

3. Características y dimensionado de los reguladores

- **Tensión nominal**. Es la tensión del sistema fotovoltaico para la que se ha diseñado el regulador que además coincide con la tensión nominal del sistema de acumulación. Los valores más habituales son 12, 24 y 48 V, aunque hay muchos reguladores que son capaces de trabajar con diferentes tensiones que se pueden seleccionar de forma manual o automática.
- **Intensidad nominal**. Es el valor de la intensidad del generador fotovoltaico que tiene que controlar el regulador. Suele tener el mismo valor tanto para la entrada del generador fotovoltaico como para la salida hacia el circuito de utilización. Se selecciona en función de la corriente de cortocircuito, I_{sc}, del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (CEM. Irradiancia de 1.000 W/m^2, temperatura del módulo de 25 °C y factor de masa del aire AM 1,5). Se debe aplicar un factor de seguridad de 1,25 para tener en cuenta aquellos días con sol y nubes en los que la irradiancia puede sobrepasar los 1.000 W/m^2.

Otras características importantes son la **tensión máxima en la entrada** que no debe ser sobrepasada por la tensión máxima de circuito abierto del generador fotovoltaico y la **corriente de consumo propio**, ya que el regulador se alimenta del propio sistema fotovoltaico y su consumo tiene que ser mínimo.

	PR 1010	PR 1515	PR 2020	PR 3030
Funcionamiento				
Tensión del sistema	12V (24 V)			
Consumo propio	12 mA			
Datos de entrada CC				
Tensión de circuito abierto del módulo solar	< 47 V			
Corriente del módulo	10 A	15 A	20 A	30 A
Datos de salida CC				
Corriente de consumo	10 A	15 A	20 A	30 A
Tensión final de carga	líquido 13,9 V (27,8 V); gel 14,1 V (28,2 V)			
Tensión de carga reforzada	14,4 V (28,8 V)			
Carga de compensación	14,7 V (29,4 V)			
Tensión de reconexión (SOC/LVD)	> 50 % / 12,6 V (25,2 V)			
Protección contra descarga profunda (SOC/LVD)	< 30 % / 11,1 V (22,2 V)			
Condiciones de uso				
Temperatura ambiente	– 10 °C... +50 °C			
Equipamiento y diseño				
Terminal (cable/hilo)	16 mm² / 25 mm² – AWG 6/4			
Grado de protección	IP 32			
Dimensiones (X x Y x Z)	187 x 95 x 44 mm			
Peso	350 g			

Datos técnicos a 25 °C / 77 °F

↑ **Tabla 3.1.** Ejemplo de características de reguladores de carga (Steca).

vocabulario

Español – Inglés

Tensión límite de reconexión:
Limit Voltage Reconnection (LVR)

Tensión límite de descarga profunda:
Limit Voltage Deep Discharge (LVD)

Estado de carga:
State of Charge(SOC).

EJEMPLO

Utilizando los datos de la tabla 3.1 seleccionar el regulador apropiado para un sistema de 24 V de tensión nominal que tiene un generador fotovoltaico formado por cuatro módulos fotovoltaicos tipo SM100/24 de Siemens, conectados en paralelo.

Solución:

Los datos del módulo fotovoltaico se obtienen de la tabla 1.5 del apartado Mundo Técnico al final de la unidad 1:

$P_{máx}$: 100 W; U_{oc}: 42 V; I_{sc}: 3,25 A; U_{mpp}: 34 V; I_{mpp}: 2,95 A

Coeficiente de tensión-temperatura β = -0,34%/°C

Tensión de circuito abierto de un módulo a la temperatura más desfavorable (–10 °C):

$$\beta = \frac{\beta\,(\%)}{100} \cdot U_{oc} = \frac{-0{,}34}{100} \cdot 42 = -0{,}1428\ \text{V/°C}$$

vocabulario

Estado de carga

Cociente entre la capacidad de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal. En la mayoría de los tipos de batería, el estado de carga no debe ser inferior a un 30 %

$$U_{oc(-10\,°C)} = U_{oc} + \beta \cdot (T - 25) = 42 + (-0{,}1428) \cdot (-10 - 25) = 42 + 4{,}998 = 46{,}998\ V$$

Como la intensidad de cortocircuito de un módulo en condiciones CEM es de 3,25 A y el generador tiene cuatro módulos en paralelo, la intensidad de cortocircuito y la tensión de circuito abierto del generador son:

- Intensidad de cortocircuito del generador:

$$I_{G\,sc} = N_p \cdot I_{sc} = 4 \cdot 3{,}25 = 13\ A$$

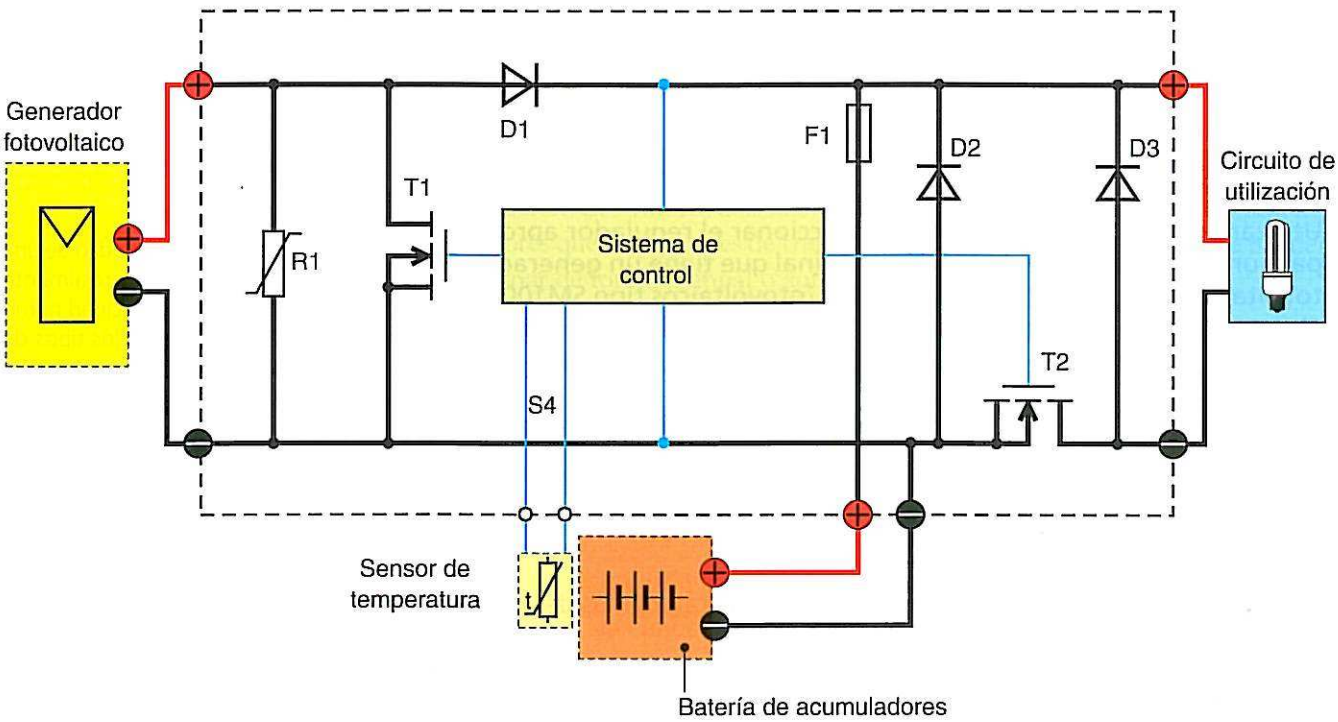
- Tensión de circuito abierto del generador: $U_{G\,oc} = U_{oc} = 46{,}998\ V$

Se aplica el coeficiente de seguridad 1,25 para obtener la corriente de entrada del regulador: $I_R = 1{,}25 \cdot I_{G\,sc} = 1{,}25 \cdot 13 = 16{,}25\ A$.

En la tabla 3.1 se selecciona el regulador PR2020 que admite una corriente de entrada de 20 A superior a $I_R = 16{,}25$ A y soporta una tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico de 47 V que es superior a la $U_{G\,oc} = 46{,}998$ V calculada.

4. Ejemplos de reguladores

El esquema de la figura 3.8, corresponde a un **regulador paralelo** con sistema de control basado en microprocesador que regula el proceso de carga y descarga mediante dos relés de estado sólido de tipo MOSFET, identificados en el esquema como T1 y T2. El relé T1, en paralelo con la entrada del generador fotovoltaico, realiza la regulación de carga en modo todo-nada o PWM según la fase del proceso de regulación. El relé T2 controla la descarga de la batería y desconecta el circuito de utilización en caso de sobredescarga.



↑ **Figura 3.8.** Esquema de un regulador paralelo.

El diodo de bloqueo D1 evita el cortocircuito de la batería cada vez que se cierra el relé T1 e impide la circulación de corriente de la batería hacia el generador fotovoltaico durante la noche. El diodo D2 protege al regulador contra las inversiones de polaridad en el circuito de la batería. El fusible F1 protege contra sobreintensidades en el mismo circuito. El diodo D3 protege contra las sobretensiones que se producen al desconectar el interruptor T2 sobre el circuito de utilización cuando en este hay cargas inductivas.

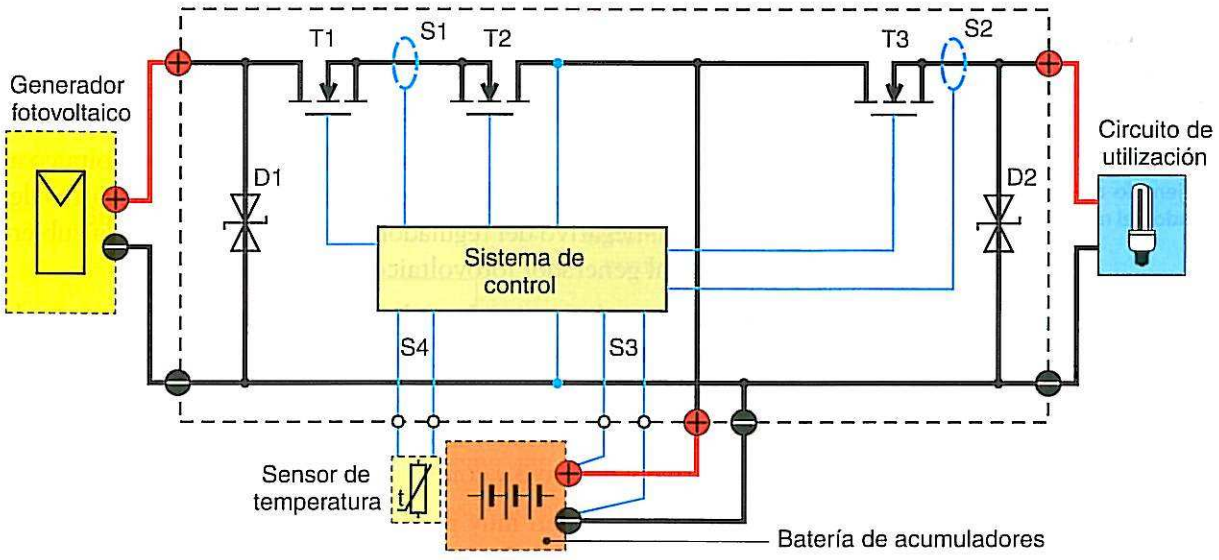
El varistor R1 protege la entrada del regulador de las sobretensiones producidas en el circuito del generador fotovoltaico. La sonda S4 mide la temperatura de la batería de acumuladores para reajustar los valores de tensión que se deben utilizar como referencia en los procesos de carga y descarga.

Es importante advertir que muchos reguladores, como el de la figura 3.8, realizan el control de potencia sobre el conductor negativo, lo que impide su uso en sistemas con conductor negativo puesto a tierra ya que quedaría cortocircuitado.

El esquema de la figura 3.9, corresponde a un **regulador serie** con sistema de control basado en microprocesador que regula el proceso de carga y descarga mediante tres relés de estado sólido de tipo MOSFET, identificados en el esquema como T1, T2 y T3.

El relé T1 cumple la función de desconexión/conexión del generador fotovoltaico al anochecer y al amanecer. El relé T2 realiza la regulación PWM de la carga de la batería de acumuladores. El relé T3 controla la descarga de la batería y desconecta el circuito de utilización en caso de sobredescarga.

Los diodos D1 y D2 son diodos supresores de tensión que protegen contra las sobretensiones que aparezcan en el circuito de entrada y en el de salida.



↑ **Figura 3.9.** Esquema de un regulador serie.

Las sondas S1 y S2 miden la corriente proporcionada por el generador fotovoltaico y la corriente absorbida por el circuito de utilización respectivamente. El circuito S3 mide la tensión en bornes de la batería de acumuladores evitando las caídas de tensión que se producen en los cables de conexión. La sonda S4 mide la temperatura de la batería de acumuladores para reajustar los valores de tensión que se deben utilizar como referencia en los procesos de carga y descarga.

5. Instalación y mantenimiento de los reguladores

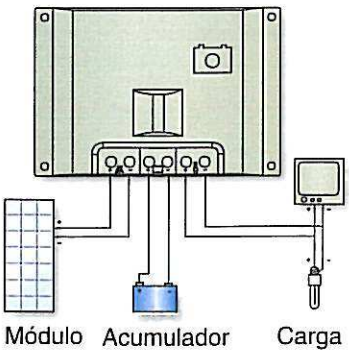
El regulador se debe montar en un lugar protegido de la humedad y el polvo y no debe exponerse a la irradiación directa del sol y a otras fuentes de calor.

El montaje debe realizarse en posición vertical, en una pared y sobre una superficie no inflamable, manteniendo las distancias recomendadas por el fabricante alrededor del regulador para permitir la libre circulación de aire favoreciendo la convección natural.

El regulador de carga debe estar lo más cerca posible de la batería para reducir al máximo la caída de tensión en los conductores de conexión.

Siempre **se conecta primero la batería** de acumuladores. Si existe un fusible externo de protección del circuito de la batería se debe abrir para desconectar el circuito.

Los cables de conexión de la batería deben marcarse para identificar el positivo y el negativo. La identificación puede hacerse por el color de la cubierta, roja para el positivo y negra para el negativo, o utilizando anillas o bandas de identificación.



↑ **Figura 3.10.** Ejemplo de esquema de conexionado del manual de un regulador.

Hay que conectar el cable de conexión del positivo de la batería al positivo del regulador destinado a la batería y el cable de conexión del negativo de la batería al negativo del regulador. Finalmente se cierra el circuito reponiendo el fusible externo si lo hubiere.

En **segundo lugar se conecta el generador fotovoltaico**, asegurándose antes siempre que está protegido contra la incidencia de luz.

Como en el caso de la batería de acumuladores se deben identificar lo cables de conexión siguiendo los mismos criterios para el positivo y el negativo.

Hay que conectar el cable de conexión del positivo del generador fotovoltaico al positivo del regulador destinado para ello y el cable de conexión del negativo del generador fotovoltaico al negativo del regulador. Se termina retirando la cubierta que protege de la luz al generador fotovoltaico.

En **tercer lugar se conecta el circuito de utilización**. Antes se debe asegurar la desconexión de los receptores abriendo los dispositivos de protección generales del circuito de utilización.

Al igual que en la batería y el generador fotovoltaico se deben identificar los cables de conexión positivo y negativo y conectar correctamente dichos cables.

Los reguladores de carga requieren muy poco mantenimiento y únicamente se debe realizar una **revisión anual** para asegurar que no se obstruyen las entradas de aire de ventilación en los disipadores de calor y que las conexiones están correctamente realizadas comprobando el apriete de los tornillos.

ACTIVIDADES

2. Elabora una lista de comprobación de las operaciones de mantenimiento de un regulador de carga.

6. Seguidor del punto de máxima potencia

Un seguidor del punto de máxima potencia o seguidor MPP (Maximum Power Point Tracking - MPPT) es un adaptador eléctrico que hace trabajar al generador fotovoltaico en la zona de su curva característica donde entrega la máxima potencia, independientemente de la carga conectada al generador.

En la unidad 1 vimos que la potencia entregada por un generador fotovoltaico depende del punto de trabajo sobre su curva característica, existiendo un punto en el que el generador entrega la máxima potencia. También vimos que el punto de trabajo depende de la temperatura, la irradiancia y la resistencia eléctrica del circuito conectado al generador fotovoltaico.

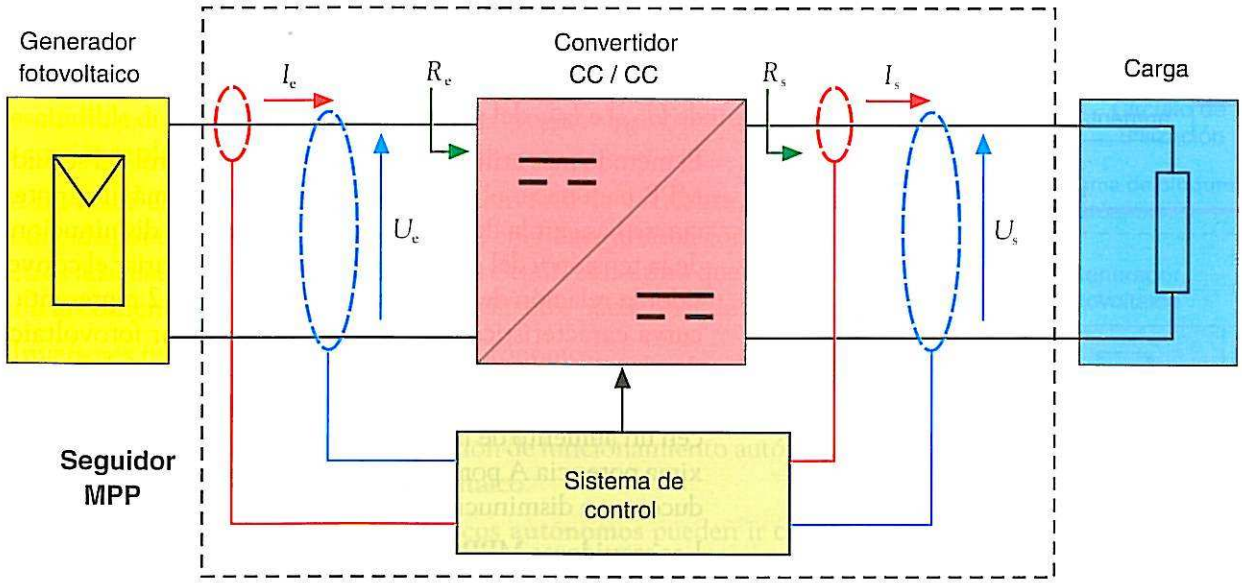
Es evidente que las variaciones de temperatura e irradiancia son inevitables al estar a la intemperie, pero la resistencia que ve el generador fotovoltaico se puede variar a voluntad utilizando un convertidor CC/CC que va a funcionar como adaptador de impedancias entre el generador y el resto del circuito del sistema fotovoltaico.

vocabulario

Español – Inglés

Seguidor del punto de máxima potencia (MPP):
maximum power point tracking (MPPT).

Convertidor CC/CC:
DC-DC converter.



↑ **Figura 3.11.** Esquema funcional de un seguidor MPP.

Un seguidor MPP es un convertidor CC / CC que se sitúa entre la salida del generador fotovoltaico y el resto del sistema que actúa como carga (figura 3.11).

En un convertidor CC / CC genérico se cumple que:

$$[2] \qquad d = \frac{U_e}{U_s} = \frac{I_s}{I_e}$$

Donde d es la relación de conversión que el sistema de control del seguidor MPP puede variar durante el funcionamiento, aumentando o disminuyendo el ciclo de trabajo del circuito de conmutación PWM que incorpora el convertidor CC / CC.

En el seguidor MPP, la resistencia de entrada R_e del convertidor CC/CC es la resistencia que ve el generador fotovoltaico y por lo tanto la que fija el punto de funcionamiento en su curva característica.

Esta resistencia tiene como valor:

$$[3] \qquad R_e = \frac{U_e}{I_e}$$

La resistencia R_s que ve el convertidor CC / CC es la resistencia de la carga, formada por el resto del sistema fotovoltaico, que tiene como valor:

$$[4] \qquad R_s = \frac{U_s}{I_s}$$

De las expresiones [2], [3] y [4] se obtienen las relaciones:

$$[5] \quad \left.\begin{aligned} U_e &= d \cdot U_s \\ I_e &= \frac{I_s}{d} \end{aligned}\right\} \qquad \frac{U_e}{I_e} = \frac{d \cdot U_s}{\frac{I_s}{d}} = d^2 \cdot \frac{U_s}{I_s} \qquad R_e = d^2 \cdot R_s$$

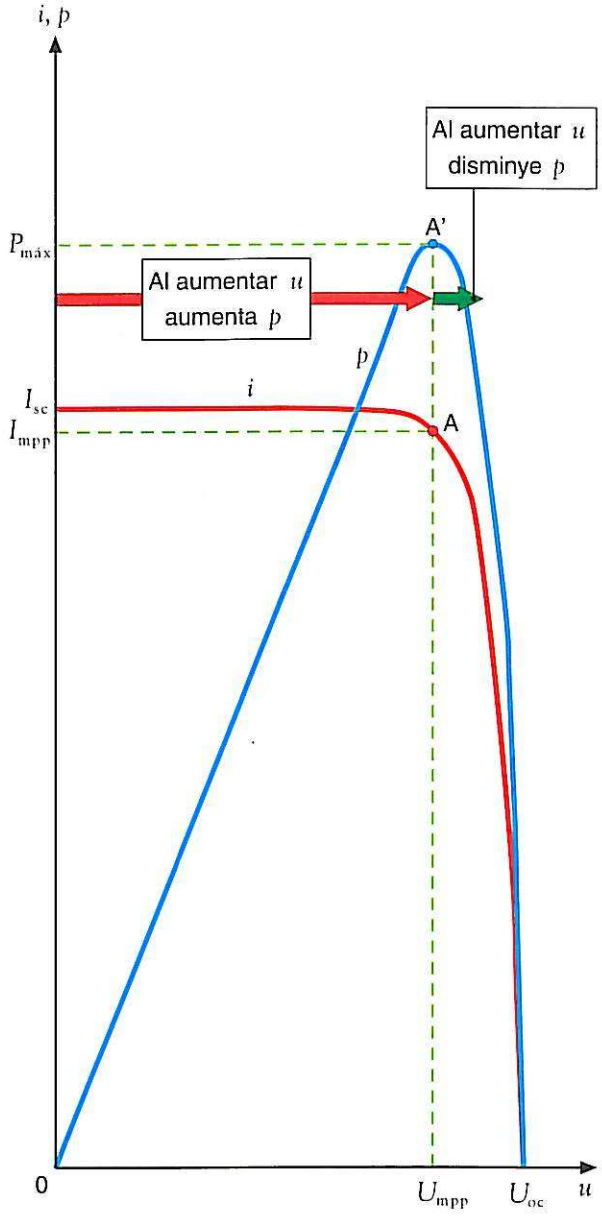
La expresión anterior demuestra que variando el valor de d se puede adaptar la resistencia R_e que ve el generador fotovoltaico para que coincida con la carga que extrae la máxima potencia de dicho generador.

El sistema de control del seguidor MPP (figura 3.11) mide continuamente las intensidades de entrada I_e y de salida I_s y las tensiones de entrada U_e y de salida U_s. A partir de esas medidas modifica la relación de conversión d para conseguir que la tensión U_e y la corriente I_e se aproximen a los valores de U_{mpp} e I_{mpp} del generador fotovoltaico.

El método más utilizado por el sistema de control del seguidor MPP, para hacer el seguimiento del punto de máxima potencia, se basa en la detección de los aumentos y disminuciones de la tensión u del generador fotovoltaico al variar el convertidor la relación de conversión d. La figura 3.12 representa la curva característica i-u y p-u de un generador fotovoltaico, donde se puede ver que al aproximarse al punto de máxima potencia A por la izquierda, los aumentos de tensión producen un aumento de la potencia, y al alejarse del punto de máxima potencia A por la derecha, los aumentos de tensión producen una disminución de la potencia.

Los **seguidores MPP** se incluyen como **parte integrante** de los **inversores** para **sistemas fotovoltaicos conectados a la red.**

En los **sistemas fotovoltaicos autónomos no es frecuente el uso de** reguladores de carga con **seguidor MPP**, porque encarece dicho regulador sin aportar ventajas significativas en el funcionamiento del sistema, cuando se trabaja con módulos fotovoltaicos con tensiones adaptadas a la carga de baterías (12 o 24 V). Sin embargo, en aquellos casos donde se desee utilizar módulos fotovoltaicos con tensiones no adaptadas para la carga de baterías o se quiera diseñar el generador fotovoltaico con una tensión más elevada, que permita la reducción de la sección de los conductores, el seguidor MPP permite la adaptación del nivel de tensión del generador al nivel de tensión necesario en la regulación de carga de la batería, por ejemplo, tensión del generador fotovoltaico 100 V, tensión de la batería de acumuladores 24 o 48 V.



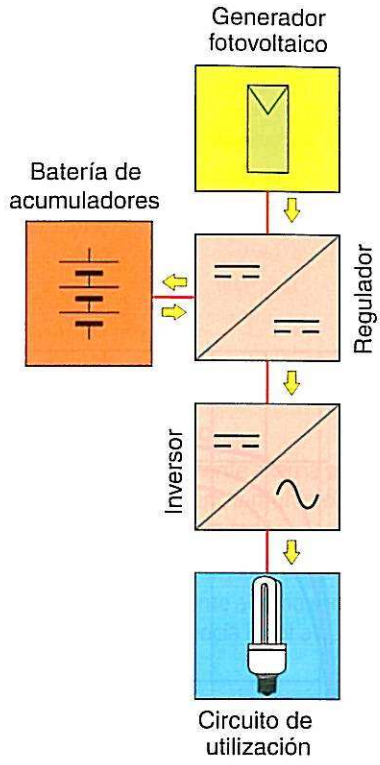
↑ **Figura 3.12.** Curva característica *i*–*u* y *p*–*u* de un generador fotovoltaico.

7. Inversores fotovoltaicos

Hemos visto que un generador fotovoltaico produce energía eléctrica en forma de corriente continua que se puede usar para aportar la energía generada a la red de distribución eléctrica o para alimentar un sistema autónomo.

Si el **generador fotovoltaico** se quiere utilizar para **conectarlo a la red** de distribución eléctrica hay que convertir la corriente continua que genera en corriente alterna con la tensión y la frecuencia (230 V – monofásica, 400 V – trifásica, 50 Hz) demandadas por las compañías eléctricas.

Si el **generador fotovoltaico** se quiere utilizar **en un sistema autónomo**, donde se pretende utilizar la energía eléctrica producida por el generador en los receptores eléctricos habituales como lámparas, televisión, etc. se pueden utilizar aparatos receptores que funcionen con corriente continua. Sin embargo, este tipo de aparatos suelen ser más caros y más difíciles de encontrar que sus equivalentes que funcionan con corriente alterna. Por otro lado, las tensiones habituales (12 V o 24 V) que se utilizan en los sistemas fotovoltaicos autónomos, limitan su uso a sistemas de poca potencia, de algunas centenas de vatios, para que las corrientes transportadas sean reducidas. Por lo tanto, si se quieren utilizar aparatos que funcionan con corriente alterna o la potencia del sistema es superior a 1 kW, es imprescindible disponer de algún sistema que convierta la corriente continua en corriente alterna.



↑ **Figura 3.13.** Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico autónomo.

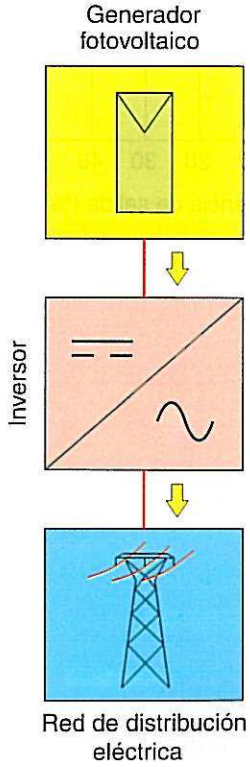
Un **inversor** es un dispositivo capaz de **convertir la corriente continua** producida por el generador fotovoltaico **en corriente alterna** con los parámetros adecuados de tensión y frecuencia. Según el destino que se vaya a dar a la corriente alterna producida, los inversores pueden ser de dos tipos:

- Inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

En España no está permitida la combinación de funcionamiento autónomo y conexión a la red de un sistema fotovoltaico.

Los **inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos** pueden ir conectados a la salida de del regulador de carga (figura 3.13) o en bornes del acumulador. En este último caso tienen que tolerar el rango de variación de la tensión de entrada proporcionado por la batería de acumuladores. La mayoría son inversores con salida monofásica de baja potencia (inferiores a 1,5 kW). Pueden tener funciones de regulación de carga de la batería. También, aunque no es necesario, cada vez es más frecuente que dispongan de seguidor MPP.

Los **inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red** van conectados directamente al generador fotovoltaico (figura 3.14) y tienen que soportar el rango de variación de la tensión proporcionada por dicho generador en todas las condiciones de trabajo. Son inversores con salida monofásica o trifásica con potencias que van desde 1 kW hasta las centenas de kW. Es necesario que dispongan de seguidor MPP. Al ir conectados a la red eléctrica utilizan como referencia de control la corriente alterna de la red.

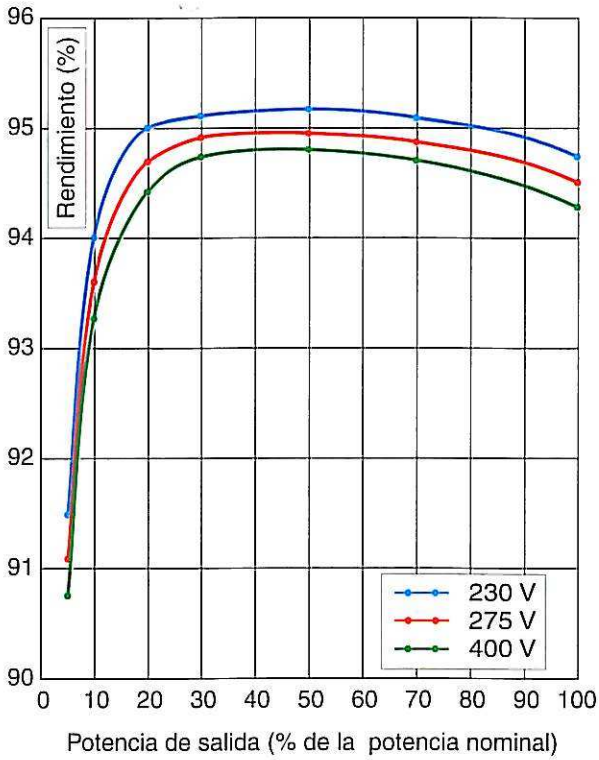


↑ **Figura 3.14.** Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

8. Funciones y características de los inversores

Dependiendo de su utilización, sistema autónomo o conectado a la red, el inversor tiene que tener unas características y funciones propias. No obstante, hay unas **características y funciones comunes** a los dos usos de un inversor, que se describen a continuación.

8.1. Rendimiento



↑ **Figura 3.15.** Curvas de rendimiento de un inversor y variación con la tensión de entrada (inversor con rango de 200 a 500 V).

La característica más importante de un inversor es su rendimiento que se define como la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. En muchas hojas de características se denomina eficiencia al rendimiento.

El rendimiento es un indicador de las pérdidas que se producen en un inversor. Depende del régimen de carga porque hay unas pérdidas constantes, que son las pérdidas en vacío, a las que hay que sumar las pérdidas producidas al circular la corriente que produce caídas de tensión en los semiconductores y pérdidas por efecto Joule, debidas a la resistencia eléctrica de los componentes del inversor. La figura 3.15 muestra el rendimiento de un inversor para diferentes regímenes de carga. Se puede ver que el rendimiento del inversor disminuye cuando trabaja con baja potencia de carga.

El trabajo de un inversor, desde el punto de vista de la potencia que tiene que convertir, es distinto según se use como autónomo o conectado a la red. En los **inversores para sistemas autónomos la potencia variable está en la salida** y depende de los receptores que se conectan, disponiendo en la **entrada de la potencia máxima** proporcionada por el conjunto batería de acumuladores y generador fotovoltaico. En los **inversores para sistemas conectados a la red, la potencia de salida tiene que ser siempre la máxima** posible y es la **potencia de entrada la magnitud variable** que depende de la irradiancia recibida en el generador fotovoltaico.

Por este motivo, para los inversores de sistemas conectados a la red, se utiliza una definición de rendimiento normalizada, para permitir la comparación de especificaciones entre diferentes fabricantes, que tiene en cuenta que el generador fotovoltaico trabaja la mayor parte del tiempo con irradiancias que van de 200 a 800 W/m^2 y que el inversor recibirá una potencia de entrada variable que lo va a hacer trabajar con diferentes regímenes de carga. Se denomina **rendimiento europeo**:

[6] $$\eta_{EUR} = 0{,}03 \cdot \eta_5 + 0{,}06 \cdot \eta_{10} + 0{,}13 \cdot \eta_{20} + 0{,}01 \cdot \eta_{30} + 0{,}48 \cdot \eta_{50} + 0{,}2 \cdot \eta_{100}$$

donde η_5 es el rendimiento con la potencia al 5%, η_{10} es el rendimiento con la potencia al 10%, η_{20} es el rendimiento con la potencia al 20%, etc.

En la figura 3.15 también se muestra la **dependencia del rendimiento de la tensión de entrada del inversor**. Esta variación se produce al adaptar la tensión de entrada a la tensión de salida del inversor y depende de su configuración (véase apartado 10). Según la configuración utilizada en la adaptación (transformador

vocabulario

Español – Inglés

Rendimiento: *efficiency*.

Inversor: *inverter*.

AF, transformador BF o convertidor CC/CC) el rendimiento puede aumentar o disminuir al aumentar la tensión de entrada. La figura 3.15 muestra el rendimiento de un inversor con transformador AF, donde se puede ver que el rendimiento es menor para las tensiones superiores del rango y mayor para las tensiones inferiores.

El **rendimiento** también **depende de la temperatura de trabajo**, disminuyendo cuando aumenta dicha temperatura. Es importante por lo tanto que las condiciones de instalación del inversor favorezcan la disipación de calor y permitan que trabaje en las mejores condiciones.

8.2. Características de la corriente alterna generada

Corriente alterna sinusoidal pura de frecuencia constante en un margen de ± 2% (en Europa, 50 Hz ± 2%) y tensión eficaz constante en un margen de –15% +10% (en monofásica, 230 V –15% +10% y en trifásica, 400 V –15% +10%).

Para especificar el grado de desviación de la forma de onda producida por el inversor respecto de una onda senoidal pura se especifica la **distorsión total armónica**, abreviadamente THD (Total Harmonic Distortion). Se define como la relación entre la tensión o intensidad debida a los armónicos de frecuencia superior a la fundamental y la tensión o intensidad debida al armónico fundamental. Se calcula con la expresión:

$$[7] \qquad THD_V = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_n^2}}{U_1}$$

U_1: valor eficaz de la tensión del armónico fundamental (V)

U_n: valor eficaz de la tensión del armónico de orden n (V)

THD_V: distorsión total armónica de la tensión (%)

La misma expresión se utiliza para calcular la distorsión total armónica de la intensidad, cambiando la magnitud tensión por la intensidad y su unidad el amperio.

vocabulario

Armónico

Es una corriente alterna senoidal de una frecuencia múltiplo de la frecuencia de la red.

Armónico fundamental

Es la corriente alterna senoidal con una frecuencia igual a la de la red.

Se recomiendan como límites para la distorsión total armónica de la tensión un 2% y para la distorsión total armónica de la intensidad un 5% en condiciones de trabajo de potencia nominal.

8.3. Capacidad de sobrecarga

Un inversor tiene que proporcionar una potencia superior a la nominal durante un intervalo de tiempo que permita la conexión de aquellos receptores que necesitan una intensidad de arranque mayor que la nominal para poder funcionar, como sucede con los motores.

8.4. Grado de protección de la envolvente del inversor

Se recomienda que los inversores tengan un grado de protección mínima IP 20 en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie (figura 3.16).

↑ **Figura 3.16.** Inversor autónomo con envolvente de grado de protección IP20 para interior (Steca).

8.5. Características de los inversores autónomos

Deben tener las siguientes funciones y características:

- Entregar la potencia nominal de forma continuada, en el rango de temperatura ambiente especificado por el fabricante y arrancar y operar con todas las cargas de la instalación, incluidas aquellas que tengan corriente de arranque, sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.
- El autoconsumo del inversor sin carga debe ser menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida. Es recomendable que tenga un sistema de espera (*stand-by*) para reducir las pérdidas en vacío (sin carga).
- Estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
  - Tensión de entrada fuera del margen de operación.
  - Desconexión del acumulador.
  - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
  - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- Si el inversor está conectado directamente a la batería de acumuladores tiene que asegurar la protección frente a sobrecargas y sobredescargas.

8.6. Características de los inversores conectados a la red

↑ **Figura 3.17.** Monitorización de un inversor para conexión a la red (Fronius).

Deben tener las siguientes funciones y características:

- Seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. El inversor tiene que llevar un seguidor MPP (véase el apartado 6).
- Sistema de vigilancia y desconexión de la red. Si el tramo de la red de distribución eléctrica a la que está conectado el inversor queda fuera de servicio, por ejemplo, para la realización de tareas de mantenimiento o por una avería, el inversor debe desconectarse automáticamente de la red para evitar lo que se conoce como funcionamiento en modo isla.
- Estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
  - Cortocircuitos en alterna.
  - Tensión de red fuera de rango.
  - Frecuencia de red fuera de rango.
  - Sobretensiones, mediante varistores o dispositivos similares.
  - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno debe ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- Cuando la potencia proporcionada por el generador fotovoltaico sea menor que la necesaria para el autoconsumo del inversor, este se debe poner en modo de espera (*stand-by*).
- El inversor debe entregar potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar superiores en un 10% a las condiciones CEM. Debe soportar picos de irradiancia de un 30% superiores a las condiciones CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

9. Tipos de inversores para conexión a la red

Cuando agrupamos varios módulos fotovoltaicos para formar un generador, podemos conectar los módulos en serie, en paralelo o combinar ambas conexiones. Según el tipo de conexión elegido vamos a tener unos valores de tensión e intensidad que van a condicionar la selección del inversor más apropiado para el generador. En función del tipo de conexionado se utilizan cuatro configuraciones de inversor cuyas características se describen a continuación.

vocabulario

Español – Inglés

Rama o cadena: *string*.

Inversor central: *central inverter*.

Inversor de cadena: *string inverter*.

Inversor multicadena: *multistring inverter*.

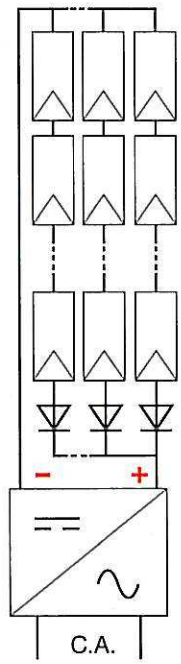
9.1. Inversor central

El generador fotovoltaico está conectado a un único inversor. Se utilizan en instalaciones de mucha potencia (10 kW ... 1 MW) en las que el generador fotovoltaico está formado por muchas ramas en paralelo de módulos conectados en serie (figura 3.18).

Este tipo de inversor permite la generación de potencias elevadas con buen rendimiento y costes reducidos al disponer de una instalación centralizada con protecciones únicas. Tiene el inconveniente de limitar la fiabilidad del sistema fotovoltaico al depender de un único inversor que, si se avería, produce la parada de toda la instalación. Además, es necesario disponer de diodos de bloqueo o fusibles de protección en cada rama para evitar los efectos de las corrientes inversas que se puedan producir.

Para que este tipo de inversor rinda adecuadamente son necesarias ciertas condiciones, en función del conexionado del generador fotovoltaico:

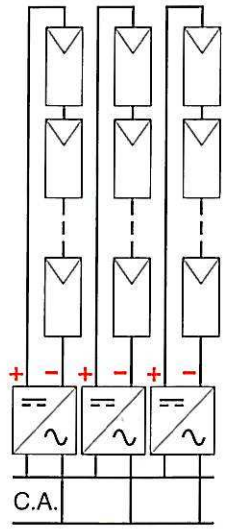
- Si el generador está formado por ramas o cadenas de muchos módulos fotovoltaicos en serie para obtener una tensión elevada y una corriente reducida, las condiciones de insolación para todo el generador deben ser muy homogéneas, sin sombras en las respectivas ramas. Además, es necesario que los módulos fotovoltaicos tengan tolerancias de producción muy bajas. Estas condiciones son necesarias para que el seguidor MPP del inversor encuentre una curva característica de funcionamiento del generador que se corresponda con la de cada rama. Si hay ramas con curvas características diferentes, el seguidor MPP no puede detectarlas y hacer los ajustes para poder seguirlas.
- Si el generador fotovoltaico va a tener sombreados parciales o está formado por módulos con elevadas tolerancias de producción es necesario conexionar el generador formando ramas o cadenas con pocos módulos fotovoltaicos en serie que van a proporcionar una tensión reducida y una corriente elevada. En estos casos el inversor tiene que estar preparado para trabajar con bajas tensiones de entrada (inferiores a 120 V).



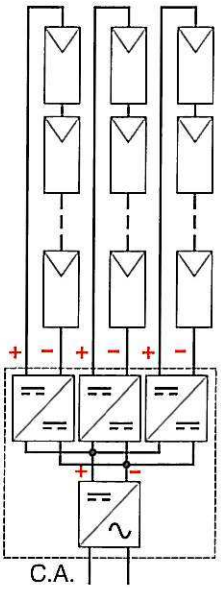
↑ **Figura 3.18.** Conexionado de módulos a un inversor central.

9.2. Inversor de cadena

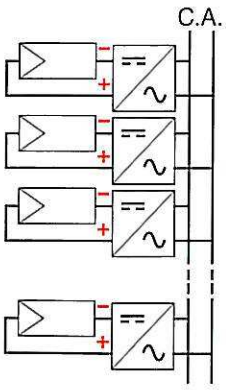
En un generador fotovoltaico formado por varias ramas de módulos conectados en serie se dispone un inversor en cada rama (figura 3.19). Reciben el nombre de inversores de cadena porque tienen en su entrada una sola rama o cadena de mó-



↑ **Figura 3.19.** Conexionado de módulos a inversores de cadena.



↑ **Figura 3.20.** Conexionado de módulos a un inversor multicadena.



↑ **Figura 3.21.** Inversor integrado en el módulo.

dulos fotovoltaicos conectados en serie. Son inversores con potencias nominales que van de 1 a 10 kW aproximadamente. Se pueden conectar varios inversores en paralelo para obtener la potencia deseada.

Tienen un rendimiento mayor que los inversores centrales, puesto que el seguidor MPP de cada inversor sigue la característica de una única rama de módulos, aunque es necesario que todos los módulos de la rama tengan las mismas condiciones de trabajo. Incluso, permiten que diferentes ramas puedan tener condiciones de insolación distintas, como ocurre cuando se instalan módulos fotovoltaicos en fachadas que tienen diferentes orientaciones. Además, eliminan la necesidad de instalar diodos de bloqueo con el consiguiente aumento del rendimiento de la instalación.

Se puede descentralizar la instalación de los inversores para situarlos junto a los módulos y reducir el cableado en corriente continua, siempre que se elijan con la protección adecuada (IP65) para trabajar a la intemperie.

La composición modular permite aislar una rama en caso de avería, dejando al resto de ramas funcionando. También facilita la fabricación de grandes series con el consiguiente abaratamiento del inversor.

9.3. Inversor multicadena

Son inversores que permiten la conexión de varias ramas de módulos, cada una con su propio seguidor MPP, aunque disponen de una única etapa inversora (figura 3.20). Se fabrican para potencias en el rango de 3 a 10 kW.

Son una solución económica que se utiliza para instalaciones en las que hay ramas de módulos con diferentes condiciones de trabajo (distinta orientación, diferentes tolerancias de producción, sombreados, diferentes cantidades de módulos por rama, etc.). La mayoría de este tipo de inversores dispone de conexión para dos o tres ramas con su propio seguidor MPP.

9.4. Inversor integrado en el módulo

Son inversores que van directamente instalados en el módulo fotovoltaico (figura 3.21). Habitualmente se utilizan en sistemas fotovoltaicos de poca potencia, desde 50 a 500 W. Al realizarse la conversión de corriente continua en corriente alterna en el mismo módulo, toda la instalación se realiza en corriente alterna y no hay cableado en corriente continua.

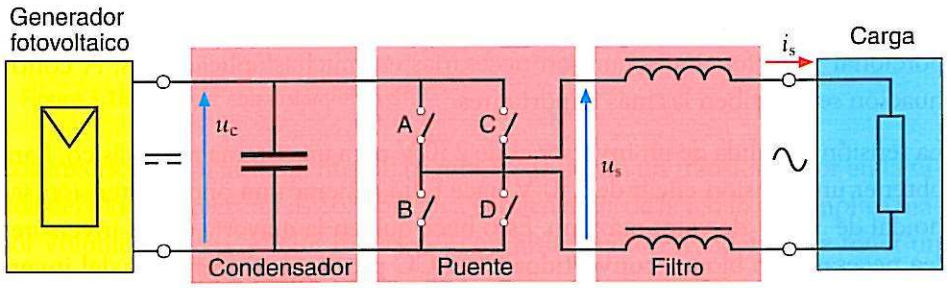
Su rendimiento es inferior al de los inversores de cadena y el hecho de tener que conectar cada módulo a la red de C.A. con el incremento de cableado que supone, hace que se utilicen en sistemas de poca potencia.

En sistemas fotovoltaicos con varios módulos, los sombreados sobre un módulo no afectan al resto y si se produce una avería en el inversor, el resto de módulos puede continuar con su producción de energía.

El inversor se adapta a las características de potencia y tensión del propio módulo y va integrado en la caja de conexiones del mismo, siendo una ventaja desde el punto de vista del rendimiento, pero un inconveniente si se produce una avería importante en el inversor y solo puede cambiarse junto con el módulo.

10. Funcionamiento y configuraciones de un inversor

La figura 3.22 representa el diagrama de bloques de un inversor básico. Los semiconductores de potencia (generalmente transistores MOSFET o IGBT) que actúan como dispositivos de conmutación electrónica se representan por interruptores. No se representa el sistema de control para facilitar la comprensión, entendiendo que los interruptores se abren y cierran controlados por dicho sistema.



↑ **Figura 3.22.** Diagrama de bloques esquemático de un inversor básico.

La función principal de un inversor es formar una corriente alterna a partir de la corriente continua producida por el generador fotovoltaico (figura 3.23). Como la corriente alterna tiene valores positivos y negativos, es necesario que el inversor sea capaz de invertir la polaridad de la tensión que recibe del generador fotovoltaico. Para ello se utiliza un circuito de conmutación electrónica similar al bloque denominado puente de la figura 3.22.

Los interruptores A, B, C y D representan a los dispositivos de conmutación que abren y cierran de forma alterna para producir periodos cuya duración es el valor inverso de la frecuencia deseada (para una frecuencia de f = 50 Hz el periodo es $1/f$, es decir 1/50 = 0,02 segundos). Durante un semiperiodo se cierran C y B, permaneciendo A y D abiertos, para poner en la salida la tensión del generador con la polaridad positiva. En el semiperiodo siguiente se cierran los interruptores A y D, permaneciendo C y B abiertos, para poner en la salida la tensión del generador con polaridad negativa. La onda de la tensión resultante es una onda cuadrada (figura 3.24) que tiene valores positivos y negativos pero no es senoidal y no se podría utilizar prácticamente en ningún receptor eléctrico.

Para conseguir una onda de tensión senoidal se recurre a realizar con los interruptores del puente una modulación PWM (figura 3.25). Durante el semiperiodo en el que trabajan los interruptores C y B, se abren y cierran a una frecuencia elevada, en torno a 20 kHz, para producir pulsos de tensión de anchura variable, cuya tensión media coincide con el valor instantáneo que debe tener la onda de tensión senoidal. A continuación se reproduce el semiperiodo negativo de la onda senoidal haciendo trabajar a los interruptores A y D del mismo modo.

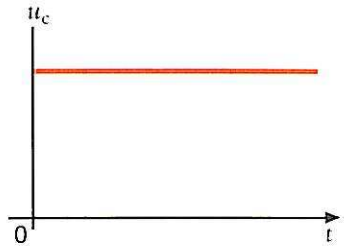
Para conseguir que la intensidad de la corriente producida por el generador se mantenga durante las interrupciones de los interruptores del puente se coloca un filtro inductivo, también denominado filtro PWM, (figura3.22) a la salida del puente. Las bobinas del filtro absorben energía cuando los interruptores están ce-

vocabulario

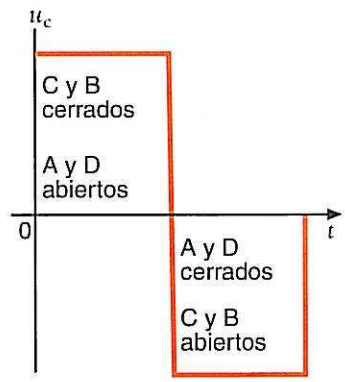
Español – Inglés

Transistor de Efecto de Campo Metal Óxido Semiconductor: *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor (MOSFET).*

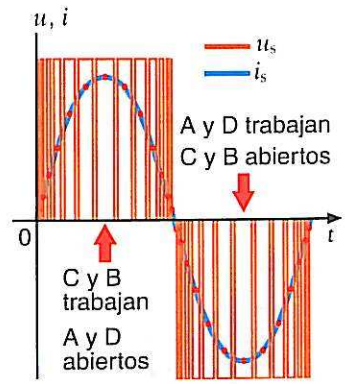
Transistor Bipolar de Puerta Aislada: *Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT).*



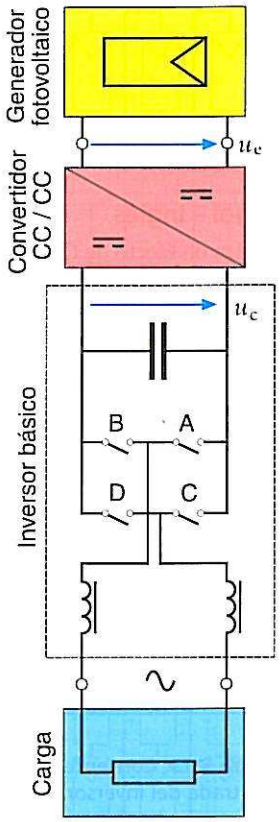
↑ **Figura 3.23.** Corriente continua a la entrada del inversor.



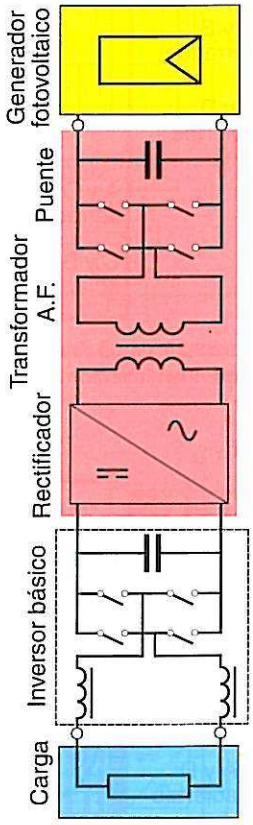
↑ **Figura 3.24.** Onda cuadrada producida en un inversor elemental.



↑ **Figura 3.25.** Onda PWM producida por un inversor.



↑ **Figura 3.26.** Inversor con convertidor CC/CC.



↑ **Figura 3.27.** Inversor con aislamiento AF.

rrados y la devuelven a la carga cuando están abiertos, de esa forma la corriente i_s (figura 3.25) en la carga tiene forma senoidal.

Para transmitir la energía eléctrica necesaria de forma continua es necesario situar un condensador en la entrada del puente (figura 3.22). Este condensador es de gran capacidad para permitir el suministro de los picos de corriente demandados por el puente durante la conmutación.

La estructura básica de inversor mostrada se puede utilizar con muchas limitaciones, teniendo en cuenta que un generador fotovoltaico puede funcionar con tensiones muy diversas en función del conexionado de los módulos, pero añadiendo otros bloques se puede ampliar el rango de tensiones de entrada, además de proporcionar otras funciones que son necesarias en muchas aplicaciones. A continuación se describen las más importantes.

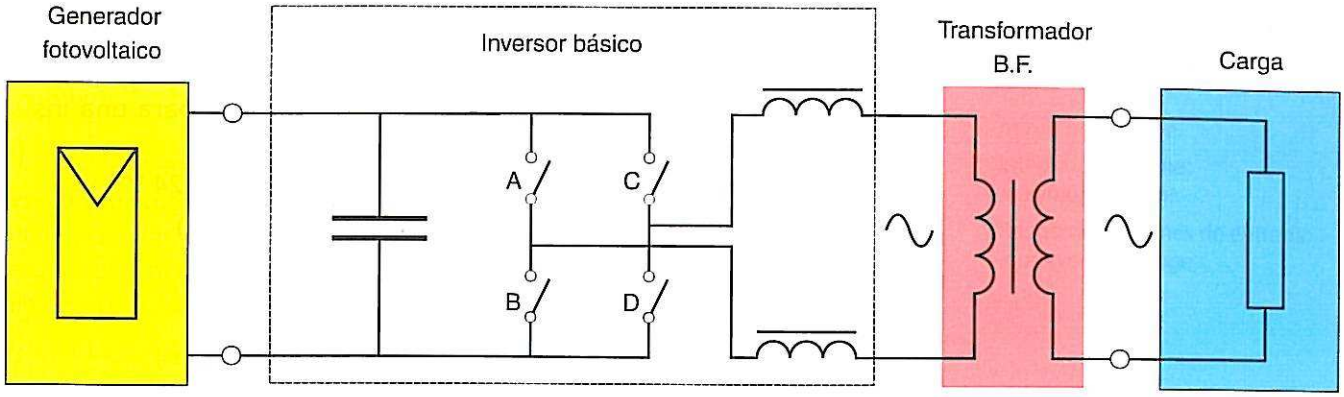
La tensión de salida de un inversor es de 230 V para un sistema monofásico. Para obtener una tensión eficaz de 230 V hace falta generar una onda de tensión senoidal de 325 V de valor máximo. Esto hace que en la mayoría de los inversores sea necesario un bloque **convertidor CC / CC** previo al condensador del inversor (figura 3.26) que adapte la tensión del generador fotovoltaico u_e al valor de tensión u_c requerido en el condensador y el puente. A este bloque convertidor se le dota también de los elementos necesarios para realizar el **seguimiento del punto de máxima potencia MPP** del generador fotovoltaico.

Otra función que puede tener un inversor es el **aislamiento galvánico** entre el generador fotovoltaico que genera corriente continua y la red de corriente alterna. Este aislamiento es obligatorio en España en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red (R.D. 1663/2000. Art. 12. «La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico»).

Este aislamiento habitualmente se realiza con un transformador que, si se instala en la salida del inversor, se denomina aislamiento BF (Baja Frecuencia) y si se instala en la entrada del inversor se denomina aislamiento AF (Alta Frecuencia).

Los inversores con aislamiento AF (figura 3.27) llevan un bloque de conmutación electrónica que convierte la corriente continua del generador fotovoltaico en una corriente alterna de alta frecuencia mediante un puente convertidor. Esta corriente alterna se aplica al primario de un transformador que realiza las funciones de aislamiento y adaptación de los valores de tensión y corriente. La corriente alterna recogida en el secundario del transformador se aplica a un rectificador que la convierte de nuevo en corriente continua. Esta corriente continua la recibe el bloque inversor básico que la convierte en corriente alterna senoidal con las características requeridas en la carga o en la red.

Este tipo de inversor, al trabajar el transformador con alta frecuencia, tiene la ventaja del poco volumen y peso, aunque la mayor complejidad del bloque de conmutación y rectificación disminuye su fiabilidad. Tienen mayor rendimiento que los inversores con aislamiento BF. Necesitan un sistema de control de ausencia de componente continua en la conexión a la red.



↑ **Figura 3.28.** Inversor con aislamiento BF.

Los inversores con aislamiento BF (figura 3.28) llevan un transformador en la salida del bloque inversor básico. Trabaja a la frecuencia de la red lo que implica mayor volumen y peso que los inversores con aislamiento AF, además de tener un rendimiento inferior a estos.

Por su menor complejidad, son más robustos y fiables que los inversores de aislamiento AF. A diferencia de estos, no necesitan un sistema de control de ausencia de componente continua en la conexión a la red puesto que el transformador situado en la salida impide su transmisión.

11. Dimensionado del inversor

En **inversores autónomos** los parámetros que se utilizan para realizar el dimensionado son la tensión nominal de entrada y la potencia nominal.

La **tensión nominal de entrada** del inversor debe coincidir con la tensión nominal de la batería de acumuladores (por ejemplo: 12, 24 o 48 V).

Para la **potencia nominal del inversor** se aplica el criterio de que la suma de todas las potencias de los receptores que puedan funcionar de forma simultánea no sobrepase dicha potencia nominal.

Para determinar la potencia nominal del inversor se debe trabajar con los valores de potencia aparente de los receptores y no con su potencia activa, puesto que la potencia nominal del inversor se especifica para un factor de potencia unidad. Normalmente, en todos los receptores resistivos y de alumbrado (estos últimos están obligados a llevar corregido individualmente su factor de potencia a prácticamente la unidad) la potencia activa coincide con la aparente, al tener un factor de potencia unidad. En los receptores que disponen de motores se puede obtener la intensidad que absorben de sus hojas de datos o de su placa de características para calcular la potencia aparente.

Si hay algún receptor que necesite una corriente de arranque se debe comprobar que la potencia máxima durante el tiempo necesario para el arranque es admisible en el inversor. Normalmente, los receptores eléctricos domésticos tienen tiempos de arranque muy reducidos, inferiores a 0,5 segundos.

vocabulario

Español – Inglés

Tensión nominal de entrada: *input rated voltage*.

Potencia nominal del inversor: *rated power inverter*.

Potencia aparente: *apparent power*.

Potencia activa: *real power*.

EJEMPLO

Seleccionar el inversor más adecuado, utilizando la tabla de inversores para sistemas autónomos del apartado Mundo Técnico, para una instalación con los siguientes datos:

Tensión nominal de CA: 230 V. Tensión nominal de CC: 24 V

Frigorífico: 180 W – 0,9 A (en arranque, compresor 2 I_n)

Iluminación: 120 W

TV, radio y ordenador: 240 W

Bomba de agua: 80 W – 0,5 A (en arranque 3 I_n)

En los receptores que tienen un arranque con intensidad superior a la nominal se indica su valor en función de la intensidad nominal.

Solución:

Frigorífico: Potencia aparente: $S = U \cdot I = 230 \cdot 0{,}9 = 207$ VA

Potencia de arranque: $207 \cdot 2 = 414$ VA

Bomba de agua: Potencia aparente: $S = U \cdot I = 230 \cdot 0{,}5 = 115$ VA

Potencia de arranque: $115 \cdot 3 = 345$ VA

Potencia nominal del inversor: $P_n = 207 + 120 + 240 + 115 = 682$ VA

Potencia máxima del inversor: $P_{máx} = 414 + 120 + 240 + 345 = 1.119$ VA

En ausencia de datos se considera el tiempo de arranque de los motores inferior a 0,5 segundos.

En la tabla 3.3 de inversores para sistemas autónomos del apartado Mundo Técnico, el modelo MIC 700 tiene una potencia nominal de 700 VA superior a la potencia total de 682 VA calculada y una potencia de pico en 500 ms (0,5 s) de 1.400 VA, superior a la potencia máxima de 1.119 VA calculada.

saber más

En la placa de características de los motores figuran los datos de tensión, potencia, intensidad, factor de potencia, velocidad, rendimiento y relación entre la intensidad de arranque / intensidad nominal.

En **inversores para conexión a red** los parámetros que se utilizan para realizar el dimensionado son:

Potencia nominal. Debe estar entre el 80% y el 90% de la potencia del generador fotovoltaico. La potencia nominal de los generadores fotovoltaicos está calculada en condiciones CEM (temperatura de célula 25 °C e irradiancia 1.000 W/m^2 con espectro AM1,5) que rara vez se dan en condiciones reales. Si se calculase el inversor para el 100% de esta potencia nominal, la mayoría del tiempo el inversor estaría trabajando en condiciones de baja potencia de salida y con bajo rendimiento. Si se elige el inversor con una potencia inferior a la potencia del generador fotovoltaico, trabajará la mayor parte del tiempo en condiciones de alta potencia de salida y con rendimiento alto. Si se produce una situación de alta irradiancia y la potencia del generador sobrepasa a la del inversor, su seguidor MPP se sitúa fuera del punto de máxima potencia para proteger al inversor, sin dejar de producir energía eléctrica. La pérdida de energía que se produce con este hecho es mínima comparada con la ventaja de trabajar la mayor parte del tiempo con un rendimiento alto del inversor.

Rango de tensiones de entrada del seguidor MPP ($U_{inv\ mín}$...$U_{inv\ máx}$). Estará comprendido entre los valores máximo y mínimo que puede suministrar el generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia. El valor máximo correspon-

de a la tensión en el punto de máxima potencia con una temperatura de célula de –10 °C y el valor mínimo a la tensión en el punto de máxima potencia con una temperatura de célula de 70 °C. En los dos casos con una irradiancia de 1.000 W/m^2.

[8] $U_{\text{inv mín}} \leq U_{\text{G mpp (70 °C)}} \ldots U_{\text{G mpp (–10 °C)}} \leq U_{\text{inv máx}}$

Tensión máxima ($U_{\text{máx vacío}}$). El inversor debe soportar la tensión máxima que puede producir el generador fotovoltaico. Esta tensión corresponde con la que produce el generador fotovoltaico en circuito abierto con una temperatura de célula de –10 °C y una irradiancia de 1.000 W/m^2.

[9] $U_{\text{G oc (–10 °C)}} \leq U_{\text{máx vacío}}$

Intensidad máxima ($I_{\text{inv máx}}$). El inversor debe soportar la corriente máxima que puede producir el generador fotovoltaico. Esta intensidad corresponde con la intensidad de cortocircuito del generador con una temperatura de célula de 70 °C y una irradiancia de 1.000 W/m^2.

[10] $I_{\text{G sc (70 °C)}} \leq I_{\text{inv máx}}$

EJEMPLO

Un generador fotovoltaico está compuesto por tres ramas, cada una con 15 módulos conectados en serie que tienen las características siguientes:

$P_{\text{máx}} = 180$ W; $U_{\text{mpp}} = 36{,}0$ V; $I_{\text{mpp}} = 5{,}0$ A; $U_{\text{oc}} = 44{,}0$ V; $I_{\text{sc}} = 5{,}3$ A;

$\alpha = 4{,}77$ mA/°C; $\beta = -149{,}6$ mV/°C

Calcular la potencia nominal, el rango de tensiones del seguidor MPP, la tensión máxima y la intensidad máxima del inversor necesario para conexión a la red.

Solución:

1. Parámetros de un módulo fotovoltaico.

Rango de tensiones de un modulo fotovoltaico:

Valor mínimo del rango:

$$U_{\text{mpp(70 °C)}} = U_{\text{mpp}} + \beta \cdot (T - 25) = 36 + (-149{,}6 \cdot 10^{-3}) \cdot (70 - 25) = 29{,}268 \text{ V}$$

Valor máximo del rango:

$$U_{\text{mpp(–10 °C)}} = U_{\text{mpp}} + \beta \cdot (T - 25) = 36 + (-149{,}6 \cdot 10^{-3}) \cdot (-10 - 25) = 41{,}236 \text{ V}$$

Tensión máxima del módulo fotovoltaico:

$$U_{\text{oc(–10 °C)}} = U_{\text{oc}} + \beta \cdot (T - 25) = 44 + (-149{,}6 \cdot 10^{-3}) \cdot (-10 - 25) = 49{,}236 \text{ V}$$

Intensidad máxima del módulo fotovoltaico:

$$I_{\text{sc(70 °C)}} = I_{\text{sc}} + \alpha \cdot (T - 25) = 5{,}3 + (4{,}77 \cdot 10^{-3}) \cdot (70 - 25) = 5{,}51 \text{ A}$$

2. Parámetros del inversor.

Rango de tensiones del inversor. Se calcula para los 15 módulos conectados en serie:

Valor mínimo del rango:

$$U_{\text{G mpp (70 °C)}} = 15 \cdot U_{\text{mpp (70 °C)}} = 15 \cdot 29{,}268 = 439{,}02 \text{ V}$$

Valor máximo del rango:

$$U_{\text{G mpp (–10 °C)}} = 15 \cdot U_{\text{mpp (–10 °C)}} = 15 \cdot 41{,}236 = 618{,}54 \text{ V}$$

vocabulario

Español – Inglés

Tensión máxima:
maximum voltage.

Intensidad máxima:
maximum current.

Rango de tensiones de entrada:
input voltage range.

Tensión máxima que tiene que soportar el inversor:

$U_{G\,oc(-10\,°C)} = 15 \cdot U_{oc\,(-10\,°C)} = 15 \cdot 49{,}236 = 738{,}54$ V

El inversor deberá tener un rango de tensiones del seguidor MPP que incluya el rango 439,02...618,54 V. Además, deberá soportar una tensión máxima en la entrada de 738,54 V.

Intensidad máxima que tiene que soportar el inversor. Se calcula para las tres ramas del inversor conectadas en paralelo:

$I_{G\,sc(70\,°C)} = 3 \cdot I_{sc(70\,°C)} = 3 \cdot 5{,}51 = 16{,}53$ A

Potencia del generador fotovoltaico:

$P_{G\,máx} = N_s \cdot N_p \cdot P_{máx} = 15 \cdot 3 \cdot 180 = 8.100$ W

La potencia del inversor estará comprendida entre el 80% y el 90% de la potencia del generador fotovoltaico:

$P_{inv} = 0{,}8...0{,}9 \cdot 8.100 = 6.480...7.290$ W

12. Instalación y mantenimiento de los inversores

Para la instalación de un inversor se deben tener en cuenta, además de que el inversor puede formar parte de un sistema autónomo o conectado a la red, dónde y cómo se monta y cómo se realiza el conexionado.

↑ **Figura 3.29.** Inversor para montaje mural (Steca).

12.1. Dónde y cómo se monta

Para seleccionar la situación del inversor el factor más importante es la longitud del tramo de cableado entre la batería de acumuladores y el inversor, si el sistema es autónomo, o entre el generador fotovoltaico y el inversor si es un sistema conectado a la red, dado que este tramo de cableado generalmente se caracteriza por transportar mucha intensidad. Para reducir la caída de tensión que se produce al circular dicha intensidad, se debe situar el inversor lo más cerca posible de la batería de acumuladores o del generador fotovoltaico, según sea el tipo de sistema.

También hay que tener en cuenta la protección proporcionada por la envolvente del inversor especificada por su grado de protección IP. La protección mínima IP 20 es para el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie.

Finalmente, el lugar de montaje debe favorecer la disipación del calor producido en el inversor, permitiendo la circulación del aire e impidiendo que le puedan alcanzar focos de calor como, por ejemplo, la exposición directa a la luz del Sol. No se debe montar nunca sobre superficies inflamables como, por ejemplo, madera o materiales sintéticos.

Tanto si el inversor es de montaje mural o sobre suelo (figuras 3.29 y 3.30 respectivamente), se debe tener en cuenta su peso, que puede ser considerable, sobre todo si lleva transformador de BF. Un inversor de mediana potencia (5...10 kW) de montaje mural, puede pesar entre 25 y 50 kg. Un inversor central de unos 30 kW, que se monta sobre suelo, puede pesar entre 150 y 200 kg. Si el inversor es de

montaje mural, se debe hacer sobre una pared o muro capaz de soportar la carga, mediante tornillos y tacos de tamaño adecuado. Si el inversor es de montaje sobre suelo, también se tiene que valorar la capacidad de este para soportar la carga.

12.2. Cómo se realiza el conexionado

Para el conexionado del inversor es imprescindible utilizar los esquemas proporcionados por el fabricante en el manual de instrucciones.

El inversor dispondrá de dos bornes de entrada de corriente continua para conectar la batería de acumuladores o el regulador (sistemas fotovoltaicos autónomos), o el generador fotovoltaico (sistemas fotovoltaicos conectados a la red). Se debe prestar mucha atención a la polaridad del circuito de corriente continua. También dispondrá de bornes para la salida de corriente alterna, que puede ser monofásica (fase y neutro) o trifásica (tres fases y neutro) según la potencia del inversor.

Tanto en el conexionado del circuito de corriente continua como en el de alterna, se deben utilizar terminales adecuados para la sección del conductor y el tipo de borne sobre el que se conecta. También se deben identificar los extremos de los cables con anillas de señalización. En el caso del circuito de corriente continua se utilizarán cables con cubierta de color rojo para el positivo y negro para el negativo, si las secciones lo permiten. En el caso de cables de gran sección, que solo se comercializan con cubierta de color negro, se recurrirá a anillas o bandas de señalización que identifiquen de forma inequívoca la polaridad. En el circuito de corriente alterna se utilizará cable con cubierta azul para el neutro y negra para la fase si la salida es monofásica, y marrón y gris, para el resto de fases si la salida es trifásica.

↑ **Figura 3.30.** Inversor para montaje sobre suelo (SMA).

12.3. Mantenimiento

Los inversores prácticamente no requieren mantenimiento, reduciéndose a una revisión anual para realizar las siguientes operaciones:

- Comprobar con pequeños tirones que los cables están bien conectados.
- Comprobar que los terminales y bornes están libres de corrosión. Si el ambiente es especialmente adverso, proteger las conexiones con algún protector contra la corrosión.
- Eliminar la suciedad que pueda dificultar la visualización de las indicaciones o afectar a su funcionamiento. Utilizar un paño humedecido en agua o limpiador multiusos.
- Comprobar visualmente que la sujeción del inversor es firme y que la superficie de sustentación del mismo no muestra signos de deterioro.

ACTIVIDADES

3. Elabora una lista de comprobación de las operaciones de mantenimiento de un inversor.

ACTIVIDADES FINALES

1. Se quiere seleccionar el regulador más apropiado para un sistema fotovoltaico autónomo de 12 V de tensión nominal, que tiene un generador fotovoltaico formado por tres módulos conectados en paralelo de las siguientes características:

   $P_{máx}$: 50 W, U_{oc}: 21,4 V, I_{sc}: 3,4 A, U_{mpp}: 16,3 V, I_{mpp}: 3,05 A
   Coeficientes de temperatura: $\beta = -0{,}34\%/ºC$, $\alpha = 0{,}04\%/ºC$.

   Utilizando los datos del ejemplo de características de reguladores de carga mostrado en la tabla 3.1, calcular:

   a) Valores más desfavorables para el regulador, de la tensión de circuito abierto e intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico.
   b) Tensión de circuito abierto e intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico.
   c) Justificar e indicar el modelo de regulador seleccionado.

2. En un sistema fotovoltaico autónomo de 24 V de tensión nominal se dispone de un regulador tipo PR3030 cuyas características se pueden consultar en la tabla 3.1. Para formar el generador fotovoltaico se quieren conectar en paralelo varios módulos fotovoltaicos para los que se dispone de dos tipos con las siguientes características:

   Tipo 1: $P_{máx}$: 140 W, U_{oc}: 41,4 V, I_{sc}: 4,4 A, U_{mpp}: 35 V, I_{mpp}: 4 A,
   Coeficiente de tensión-temperatura $\beta = -150$ mV/ºC, coeficiente intensidad-temperatura $\alpha = 1{,}4$ mA/ºC.
   Tipo 2: $P_{máx}$: 150 W, U_{oc}: 43,4 V, I_{sc}: 4,5 A, U_{mpp}: 37 V, I_{mpp}: 4,05 A
   Coeficiente de tensión-temperatura $\beta = -145$ mV/ºC, coeficiente intensidad-temperatura $\alpha = 1{,}5$ mA/ºC.

   a) Seleccionar el módulo más adecuado para conectar al regulador.
   b) Calcular el número máximo de módulos en paralelo que se pueden conectar al regulador.

3. En un sistema fotovoltaico autónomo con una batería de acumuladores de 12 V de tensión nominal, se quiere instalar un inversor para proporcionar servicio de corriente alterna de 230 V a los siguientes receptores:

   3 lámparas de alumbrado de bajo consumo de 18 W
   1 frigorífico con una potencia de 100 W, una intensidad de 0,65 A. En arranque absorbe 2,2 veces la intensidad nominal durante 0,5 segundos.
   1 televisor de 60 W
   1 ordenador portátil de 40 W
   Otros receptores susceptibles de funcionar simultáneamente: 20 W

   Seleccionar el inversor más adecuado, utilizando la tabla 3.3 de inversores para sistemas autónomos del apartado Mundo Técnico

4. Un generador fotovoltaico está compuesto por dos ramas, cada una con 20 módulos conectados en serie que tienen las características siguientes:

   $P_{máx} = 210$ W, $U_{mpp} = 26{,}6$ V, $I_{mpp} = 7{,}9$ A, $U_{oc} = 33{,}2$ V, $I_{sc} = 8{,}58$ A
   Coeficientes de temperatura: $\alpha = 5{,}01$ mA/ºC, $\beta = -120$ mV/ºC

   Calcular:

   a) Rango de tensiones del seguidor MPP del inversor.
   b) Tensión máxima e intensidad máxima del inversor.
   c) Potencia nominal del inversor.

5. En un sistema fotovoltaico para conexión a la red se quiere utilizar un inversor tipo NT6000 de la marca Sunways, cuyas características se pueden consultar en la tabla 3.2 del apartado Mundo Técnico al final de la unidad. Para el generador fotovoltaico se quieren utilizar módulos fotovoltaicos con las siguientes características:

$P_{máx}$ = 190 W, U_{mpp} = 55,3 V, I_{mpp} = 3,44 A, U_{oc} = 68,1 V, I_{sc} = 3,7 A
Coeficientes de temperatura: α = 0,85 mA/ºC, β = -170 mV/ºC

Determinar:

a) El número máximo y mínimo de módulos que se pueden conectar en serie en cada rama del generador fotovoltaico.
b) El número máximo de ramas que puede tener el generador fotovoltaico.
c) La potencia del generador fotovoltaico para el máximo número de módulos fotovoltaicos que se pueden conectar.

■ 6. Se quiere construir un sistema fotovoltaico para conexión a la red con un inversor que tiene las siguientes características:

Rango de tensiones del seguidor MPP: 150...400 V. Tensión de entrada máxima: 500 V.
Intensidad de entrada máxima: 33 A. Potencia máxima: 5 kW
Para el generador fotovoltaico se utilizan módulos con las siguientes características:
$P_{máx}$ = 180 W, U_{mpp} = 36 V, I_{mpp} = 5,0 A, U_{oc} = 44,2 V, I_{sc} = 5,4 A
Coeficientes de temperatura: α = 4,8 mA/ºC, β = -160 mV/ºC

Determinar:

a) La potencia del generador fotovoltaico.
b) Número máximo de módulos del generador fotovoltaico.
c) Comprobar si se pueden conectar 8 módulos en serie en cada rama del generador fotovoltaico.
d) Comprobar si se pueden conectar 4 ramas en paralelo, formadas por 8 módulos en serie, del generador fotovoltaico.

■ 7. Se quiere dimensionar un sistema fotovoltaico para conexión a la red de una potencia nominal de 30 kW, utilizando un inversor trifásico tipo PT30k de la marca Sunways, cuyas características se pueden consultar en la tabla 3.2 del apartado Mundo Técnico al final de la unidad. Para el generador fotovoltaico se utilizan módulos con las siguientes características:

$P_{máx}$ = 240 W, U_{mpp} = 48,9 V, I_{mpp} = 4,91 A, U_{oc} = 59,5 V, I_{sc} = 5,20 A
Coeficientes de temperatura: α = 0,06 %/ºC, β = -0,34 %/ºC

Calcular:

a) El número de módulos que se pueden conectar en serie en cada rama del generador fotovoltaico.
b) El número de ramas que puede tener el generador fotovoltaico.
c) La potencia del generador fotovoltaico para el máximo número de módulos fotovoltaicos que se pueden conectar.

entra en internet

■ 8. Los siguientes enlaces corresponden a fabricantes de reguladores e inversores para sistemas fotovoltaicos. Recoge información sobre las características técnicas más importantes de, al menos tres reguladores, tres inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos y tres inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red, y elabora una tabla comparativa de los datos, para cada tipo de regulador e inversor:

- http://www.atersa.com
- http://www.fronius.com
- http://www.isofoton.com
- http://www.sma-iberica.com

PRÁCTICA PROFESIONAL

HERRAMIENTAS

- Polímetro de c.a. y c.c.
- Pinza amperimétrica de c.a. y c.c.

MATERIAL

- Esquemas y manuales

Puesta en marcha de un inversor

OBJETIVO

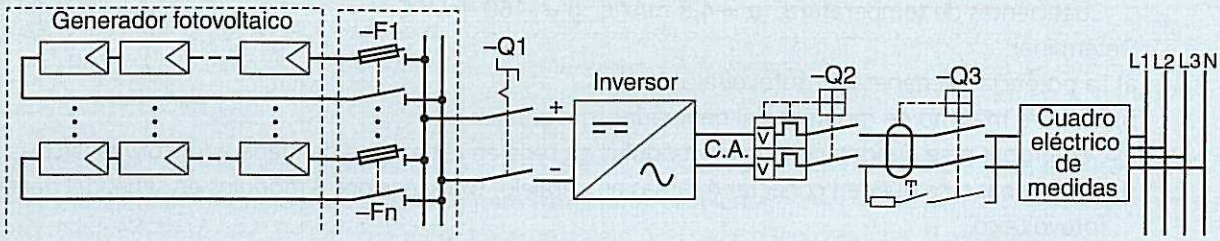
Conocer las operaciones básicas para la comprobación y puesta en marcha de un inversor en una instalación conectada a la red de distribución de energía eléctrica.

PRECAUCIONES

- Al realizar las medidas y al comprobar las conexiones hay que tener en cuenta que las tensiones en la parte de corriente continua pueden ser superiores a los 500 V.
- Emplear el equipo de protección individual (EPI) adecuado al conectar y desconectar las ramas de módulos fotovoltaicos.

DESARROLLO

1. Esquema de la instalación.



↑ **Figura 3.31.**

2. Con el inversor desconectado de la parte de continua (interruptor Q1 abierto). El inversor también debe estar desconectado de la red (interruptores Q2 y Q3 abiertos):

1. Medir la tensión de cada rama del generador fotovoltaico en circuito abierto (con el interruptor Q1 abierto, se abren todos los seccionadores fusibles F1 ...Fn, y se cierra el seccionador fusible de la rama que se quiere comprobar. Repetir la operación para cada rama). La tensión medida debería ser la tensión de circuito abierto de cada módulo por el número de módulos en serie de la rama. Por ejemplo, un módulo de 72 células tiene una tensión de circuito abierto de entre 35...50 V. La medida debería ser: Tensión medida = Nº de módulos en serie · (35...50 V) La tensión nunca debe sobrepasar la tensión máxima de entrada del inversor. Esta medida debe realizarse en un día soleado.	Si la medida no es la esperada, puede ser porque: a) Hay conexiones mal hechas: algún cable no está bien conectado o algún módulo está con la polaridad invertida. b) El número de módulos en serie es incorrecto y se debe revisar el cableado de dichos módulos. c) El fusible de protección de la rama está fundido. En este caso no se medirá ninguna tensión. d) Si no es ninguna de las situaciones anteriores se debe considerar la posibilidad de que algún módulo fotovoltaico está en mal estado.
2. Si hay varias ramas de módulos en serie conectadas al mismo inversor se debe comprobar que la tensión de todas las ramas es muy parecida.	Si la medida no es la esperada, puede ser porque: a) Todas las ramas no tienen el mismo número de módulos. b) El número de módulos en serie de alguna rama es incorrecto y se debe revisar el cableado de dicha rama. c) Si no es ninguna de las situaciones anteriores, medir la tensión módulo por módulo hasta encontrar el que proporciona menos tensión que los otros y sustituirlo.

3. Medir la tensión y la frecuencia de la red de distribución eléctrica en el punto en que vamos a conectar el inversor. La tensión debe estar dentro de los límites legales establecidos: U_n –15% +10%. Por ejemplo, una red de 400 V la tensión entre fases debería estar entre 340...440V. La frecuencia debe estar dentro de los límites legales establecidos: $f_n \pm 2\%$. Por ejemplo, en Europa la red es de 50 Hz y la medida de frecuencia debería estar entre 49...51 Hz.	Si la tensión o la frecuencia de la red no están dentro de los límites y es una situación que se repite con frecuencia se puede reclamar a la Compañía Eléctrica. El sistema fotovoltaico no funcionará correctamente con este tipo de red porque el sistema de vigilancia de la red del inversor identificará estas situaciones como funcionamiento en modo isla y desconectará el inversor.
4. Comprobar el funcionamiento de los interruptores diferenciales de protección de la instalación utilizando el botón de prueba que llevan incorporado.	Reemplazar el interruptor diferencial defectuoso.
5. Realizar una última comprobación de las conexiones eléctricas de la instalación. No debe haber conexiones mal apretadas o sueltas.	Reparar las conexiones defectuosas.

3. Con el inversor conectado a la parte de corriente continua (interruptor Q1 cerrado). El inversor debe estar desconectado de la red (interruptores Q2 y Q3 abiertos):

1. El inversor debería ponerse en marcha en cuanto se conectan los módulos del generador fotovoltaico.	Si no se produce la puesta en marcha del inversor: a) Revisar los fusibles y la conexión entre el generador fotovoltaico y el inversor. b) Si la tensión en la entrada es suficiente y este no se pone en marcha se debe contactar con el servicio técnico del fabricante del inversor.
2. Comprobar que el inversor no tiene señalizadas alarmas de funcionamiento. Únicamente debe detectar la falta de red, situación normal mientras que el inversor no se conecte a la parte de corriente alterna.	Utilizar el manual del inversor para solucionar cada una de las alarmas.
3. Si el inversor dispone de vigilancia de aislamiento y se dispara esa alarma.	Hay una sección del generador fotovoltaico con su resistencia de aislamiento muy baja, con el consiguiente riesgo de descarga eléctrica. Comprobar el aislamiento de los módulos fotovoltaicos, que no hay roturas y que la parte trasera de los módulos no está deteriorada.

4. Conectar el inversor a la red eléctrica (interruptores Q2 y Q3 cerrados):

1. El inversor tardará unos minutos en inyectar energía eléctrica a la red. Este retardo es obligatorio en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.	Si el inversor no detecta la red eléctrica, comprobar que hay tensión alterna en la salida del inversor y revisar el circuito aguas arriba del inversor.
2. Revisar de nuevo la señalización de alarmas del inversor. Llegados a este punto las alarmas que puede haber son de red fuera de rango.	Si la tensión o la frecuencia de la red no están dentro de los límites y es una situación que se repite con frecuencia, reclamar a la Compañía Eléctrica.

MUNDO TÉCNICO

Datos técnicos de inversores para sistemas fotovoltaicos

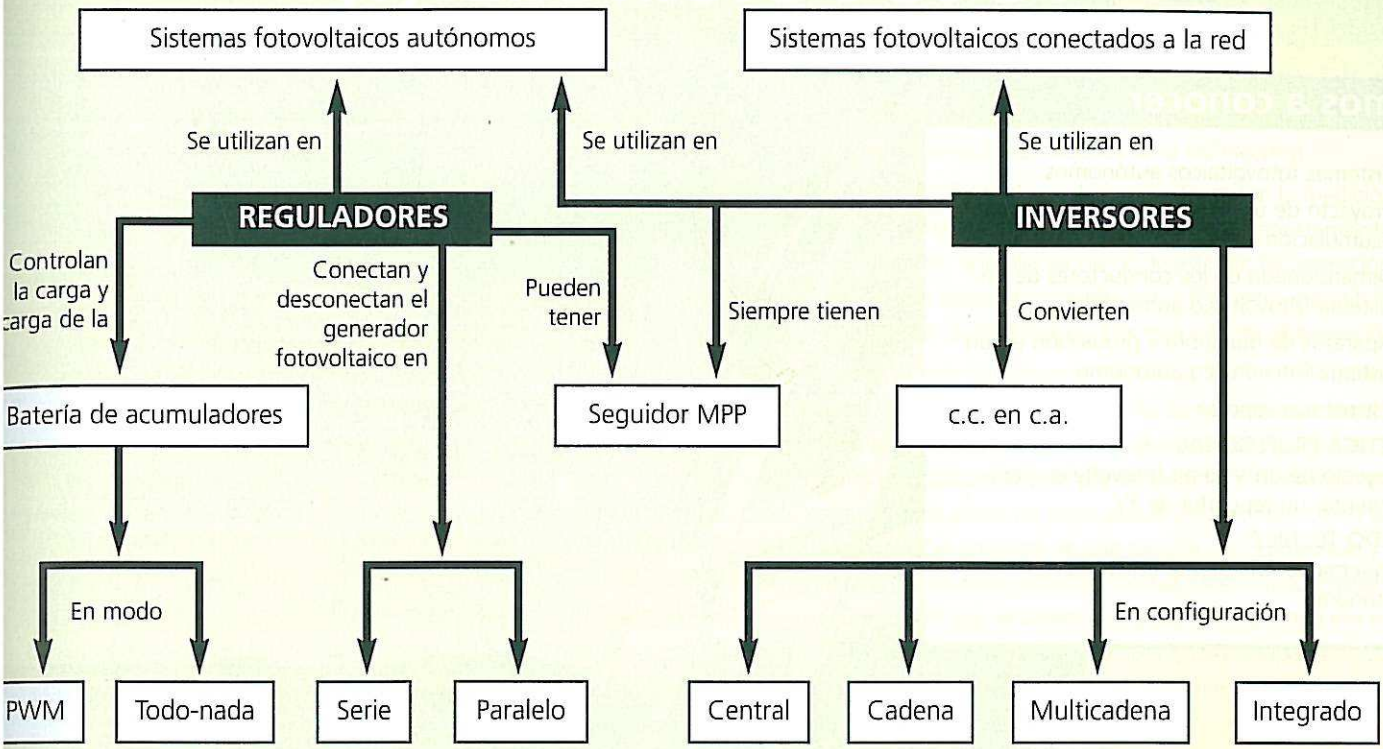
Modelo	NT6000	NT5000	NT4000	NT2600	NT8000	NT10000	PT30k
Tipo de inversor	Cadena				Multicadena		Central
Entrada CC							
Potencia máxima de generador solar (W)	6.250	5.000	4.625	3.125	9.600	12.000	31.000
Corriente máxima (A)	18	13	11	7,5	8 A por entrada MPP	10 A por entrada MPP	75
Rango de tensión MPP (V)	350...750				350...750		420...800
Tensión de vacío máxima (V)	850				850		1.000
Número de entradas por cada MPP	2				1		1
Número de MPP	1				3		1
Salida CA							
Potencia nominal (W)	5.000	4.200	3.700	2.500	8.000	10.000	30.000
Potencia máxima (W)	5.000	4.200	3.700	2.500	8.000	10.000	30.000
Corriente nominal (A)	21,7	18,3	16,1	10,9	11,6 A por fase	14,5 A por fase	43,5 A por fase
Corriente máxima (A)	25	22,8	20,1	13,6	15,0 A por fase	18,2 A por fase	50,0 A por fase
Frecuencia nominal (Hz)	50				50		50
Margen de tolerancia de frecuencia	49...51 Hz (R.D. 1663/2000, R.D. 661/2007)						
Tensión de red (V)	230 V (monofásicos)				400 V (trifásica)		
Rango de tensión	-15%...+10% (R.D. 1663/2000)						
Factor de distorsión con P_n	<3%				<3%		<3%
Rendimiento							
Consumo en «standby» (W)	9				20		< 4
Consumo nocturno (W)	< 0,15				< 0,3		aprox. 0
Eficiencia máxima	97,5%	97,5%	97,5%	97,4%	96,8%	96,8%	97,5%
Eficiencia europea	97%	97,1%	97,1%	97,1%	96,3%	96,4%	97%
Eficiencia MPP	>99%				>99%		99,9%

↑ **Tabla 3.2.** Inversores para conexión a red (Fabricante: Sunways)

	Conergy Mic 350		Conergy Mic 700		Conergy Mic 1000		Conergy Mic 1500	
Tensión de entrada	12V	24V	12V	24V	12V	24V	12V	24V
Modelo 230V								
Tensión de salida ± 3%	230V	230V	230V	230V	230V	230V	230V	230V
Potencia continua hasta 40 °C	350VA	350VA	700VA	700VA	1.000VA	1.000VA	1.500VA	1.500VA
Potencia de pico (500 ms)	700VA	700VA	1.400VA	1.400VA	2.000VA	2.000VA	3.000VA	3.000VA
Grado de eficiencia con un 50% de potencia nominal	90%	91%	91,15%	93,20%	92,80%	93,35%	92,80%	93,50%
Grado de eficiencia con un 100% de potencia nominal	86,87%	89%	87,20%	89,20%	89,60%	90,40%	90,40%	93,50%
Consumo de potencia sin carga	9,5W	9,5W	13W	13W	13W	13W	13W	13W
Consumo de potencia en Standbay	sin función Standby		4,5W	4,5W	4,5W	4,5W	4,5W	4,5W
Datos generales								
Frecuencia de salida ± 0,05%	El aparato se puede ajustar a 50 ó 60 Hz							
Forma de tensión de salida	Onda senoidal pura con THD<2,5							
Factor de potencia (cos)	De –1 a +1							
Rango de tensión de entrada (mín-máx)	10,5-15V	21,0-30V	10,5-15V	21,0-30V	10,5-15V	21,0-30V	10,5-15V	21,0-30V
Corriente de entrada máx	45 A	25 A	90 A	45 A	130 A	85 A	200 A	100 A

↑ **Tabla 3.3.** Inversores para sistemas autónomos (Fabricante: Conergy)

EN RESUMEN



EVALÚA TUS CONOCIMIENTOS

1. Una de las principales funciones de un regulador de carga en un sistema fotovoltaico autónomo es:

a) Evitar la descarga nocturna de la batería.

b) Proteger a la batería contra la sobredescarga.

c) Sobrecargar la batería para que aguante más.

2. En un regulador la fase de carga de ecualización se realiza en:

a) Todo tipo de baterías.

b) Las baterías de electrólito gelificado.

c) Las baterías de electrólito líquido.

3. Un seguidor MPP es un circuito adaptador que podemos encontrar como parte integrante de:

a) Un inversor para un sistema fotovoltaico conectado a la red.

b) Un inversor para un sistema fotovoltaico autónomo de 12 V de tensión nominal de c.c.

c) Las dos respuestas anteriores son ciertas.

4. El rendimiento de un inversor es:

a) Máximo cuando trabaja con baja potencia de carga.

b) Mínimo cuando trabaja con baja potencia de carga.

c) Mínimo cuando trabaja con alta potencia de carga.

5. El grado de protección IP para un inversor que tiene que montarse a la intemperie debe ser:

a) IP20.

b) IP30.

c) IP65.

6. La tensión eficaz de salida de un inversor fotovoltaico para conexión a la red debe estar dentro del margen:

a) –15% +10%.

b) –10% +15%.

c) –10% +10%.

4 Instalaciones fotovoltaicas (I)

vamos a conocer...

1. Sistemas fotovoltaicos autónomos
2. Proyecto de un sistema fotovoltaico con acumulación
3. Dimensionado de los conductores de un sistema fotovoltaico autónomo
4. Aparatos de maniobra y protección en un sistema fotovoltaico autónomo
5. Estructuras soporte

PRÁCTICA PROFESIONAL
Proyecto de un sistema fotovoltaico para alimentar un repetidor de TV

MUNDO TÉCNICO
Esquema de un sistema fotovoltaico autónomo

y al finalizar esta unidad...

- Identificarás los tipos de sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Interpretarás la información necesaria para el proyecto de sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Calcularás componentes de sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Seleccionarás los componentes apropiados para sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Describirás los aparatos de maniobra y protección necesarios en los sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Identificarás los tipos de estructuras soporte más utilizados en los sistemas fotovoltaicos.

CASO **PRÁCTICO** INICIAL

situación de partida

Carlos trabaja como Instalador Electricista autónomo, dedicando su actividad principalmente a la instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos aislados.

Los sistemas fotovoltaicos aislados se utilizan como generadores de energía eléctrica para alimentar sistemas profesionales de transmisión de información, sistemas de señalización de seguridad, alumbrado público, viviendas rurales, etc., situados en lugares donde la conexión a la Red de Distribución Eléctrica o el uso de otros tipos de generadores autónomos de energía eléctrica implica costes elevados y un difícil mantenimiento.

Algunos de los sistemas que tienen estas características son:

- Repetidores para televisión digital terrestre (tdt). En lugares en los que debido a obstáculos naturales no es posible la recepción de señales de televisión es necesario instalar emisoras complementarias. Los lugares de montaje se tienen que elegir para que la propagación de las ondas electromagnéticas sea especialmente favorable.
- Emisoras de baja potencia para la radiodifusión de ámbito regional. Los lugares de instalación de estas emisoras se eligen considerando que la radiación para una determinada zona esté libre de impedimentos.
- Estaciones de base o antenas de telefonía móvil. Para ampliar la cobertura de las comunicaciones telefónicas muchas veces se tienen que situar en zonas alejadas de la red eléctrica.
- Sistemas de telemetría y telemando. Permiten la medición de variables climáticas, la monitorización del comportamiento de ríos y embalses, la implementación de sistemas de protección sísmica, etc. Su situación geográfica muchas veces imposibilita el uso de la Red de Distribución Eléctrica para su alimentación.
- Luces de peligro para navegación aérea. Son luces de advertencia situadas en lugares en que se ha de advertir a las tripulaciones de los aviones de la existencia de obstáculos peligrosos. Obstáculos de esta clase son en primer lugar las elevaciones naturales tales como cimas de montañas o instalaciones como torres de transmisión, soportes de alta tensión, etc. El montaje y funcionamiento de estos sistemas, muchas veces implica costes muy elevados en lo que se refiere al suministro de energía eléctrica y mantenimiento debido al difícil acceso de los lugares de ubicación, lo que plantea el uso de generadores fotovoltaicos como solución segura y económica.
- Redes WI-FI para acceso a Internet en zonas rurales, parques naturales, y en general en lugares donde se demanda este servicio y no se dispone de red eléctrica de alimentación.

estudio del caso

Antes de empezar a leer esta unidad de trabajo, puedes contestar las dos primeras preguntas. Después analiza cada punto del tema, con el objetivo de contestar al resto de las preguntas de este caso práctico.

1. ¿Qué dispositivo se utiliza para proteger a la batería de acumuladores de anomalías en el proceso de carga y descarga?
2. ¿Qué dispositivo permite convertir la corriente continua del generador fotovoltaico en corriente alterna?
3. ¿Qué es un sistema fotovoltaico aislado?
4. ¿Cuáles son los componentes característicos de los sistemas fotovoltaicos aislados?
5. ¿Cómo se dimensiona un generador fotovoltaico para un sistema aislado?
6. ¿Cómo proporciona energía eléctrica un sistema aislado cuando no hay luz solar?
7. ¿Qué aparatos de maniobra y protección se utilizan en los sistemas fotovoltaicos autónomos?
8. ¿Qué tipos de corriente puede proporcionar un sistema fotovoltaico aislado?
9. ¿Qué estructuras soporte se emplean en los sistemas fotovoltaicos autónomos?

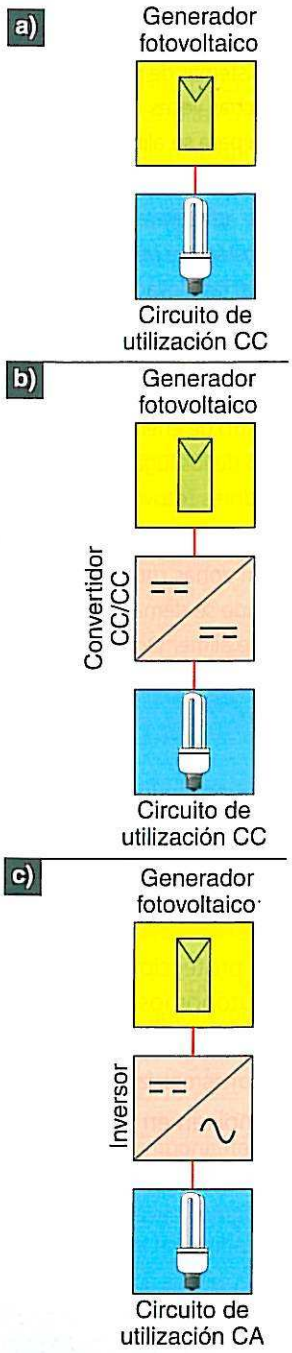
Los módulos fotovoltaicos actuales utilizan células que tienen una eficiencia inferior al 20 %. La investigación sobre nuevas células fotovoltaicas ofrece datos de eficiencia que baten marcas anualmente. El I.E.S. de la Universidad Politécnica de Madrid presentó en 2008 una célula solar que convierte en electricidad el 32,6% de la luz que recibe. Investigadores del Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE lograron en 2009 una eficiencia del 41,1% para la conversión de la luz solar en electricidad.

1. Sistemas fotovoltaicos autónomos

caso práctico inicial

Definición de sistema aislado.

También se indican los componentes característicos de estos sistemas y el tipo de corriente que pueden proporcionar.



↑ **Figura 4.1.** Sistemas fotovoltaicos autónomos directos.
a) Directo. b) Con convertidor CC/CC. c) Con inversor

Son sistemas fotovoltaicos que se utilizan para abastecer de energía eléctrica a receptores o viviendas aisladas que no disponen de conexión a la red de distribución de energía eléctrica. También se denominan **sistemas aislados de la red**. Si al sistema fotovoltaico de generación de energía se añaden otras fuentes adicionales de energía como generadores diésel, aerogeneradores, etc., el sistema recibe la denominación de híbrido.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos más numerosos son generalmente de poca potencia, van desde los que disponen de un único módulo, que generan potencias de algunas decenas de vatios, hasta los que generan potencias de hasta 10 kW.

Los sistemas que suministran decenas de kilovatios, destinados a abastecer de energía eléctrica a poblaciones pequeñas alejadas de la red de distribución eléctrica, reciben el nombre de **centrales fotovoltaicas autónomas**.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos son una alternativa, desde el punto de vista técnico y económico, a otros sistemas de generación eléctrica, en aquellos lugares donde no se dispone de suministro de la red de distribución eléctrica o es necesaria una gran inversión económica para alcanzarla, sobre todo frente a sistemas de producción de energía mediante generadores diésel, baterías, etc.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos se utilizan desde hace mucho tiempo en campos de aplicación como el de la navegación espacial, para el suministro eléctrico de satélites y estaciones espaciales habitadas, o en la navegación marítima, para el abastecimiento de balizas de señalización y equipos de localización.

En otros campos de aplicación, el uso de sistemas fotovoltaicos autónomos mejora la calidad de vida en muchos lugares, permitiendo el uso de luz artificial, frigorífico, televisión, abastecimiento de agua por bombeo, etc., aumenta la seguridad gracias al uso de estaciones repetidoras de señales de telecomunicación, radioteléfonos, alumbrado de vías públicas, señales indicadoras en carreteras, etc., permite el transporte y el almacenamiento refrigerado de vacunas y medicamentos en lugares remotos, etc.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos se pueden clasificar en sistemas fotovoltaicos directos sin acumulación y sistemas fotovoltaicos con acumulación.

1.1. Sistemas fotovoltaicos directos

El generador fotovoltaico se conecta directamente al circuito de utilización y no disponen de sistema de acumulación eléctrica. Se utilizan en aplicaciones donde el uso de la energía eléctrica se puede limitar a los momentos en los que hay radiación solar.

Por ejemplo, en dispositivos de pequeña potencia como calculadoras, juguetes, cargadores de baterías de dispositivos móviles, etc. se conecta directamente el generador fotovoltaico al circuito de utilización. Esta configuración es la representada en el diagrama de bloques de la figura 4.1.a.

También se utilizan en sistemas de bombeo de agua, aunque en este caso es habitual el uso de un sistema de acoplamiento que acondiciona y controla la energía eléctrica entre los módulos fotovoltaicos y el motor de la bomba del agua.

El acondicionamiento de la corriente aportada por el generador fotovoltaico puede proporcionarlo un convertidor CC/CC, cuando el circuito de utilización requiere una corriente continua regulada dando lugar a la configuración representada en el diagrama de bloques de la figura 4.1.b.

Si el circuito de utilización requiere corriente alterna se utiliza un inversor como acondicionador de la corriente aportada por el generador fotovoltaico, dando lugar a la configuración representada en el diagrama de bloques de la figura 4.1.c.

1.2. Sistemas fotovoltaicos con acumulación

Se utilizan en aquellas aplicaciones que requieren un suministro de energía eléctrica en cualquier momento, independientemente de la presencia de radiación solar. El sistema de acumulación, formado normalmente por una batería de acumuladores, almacena la energía eléctrica sobrante, producida durante el día, para devolverla en las horas de baja o nula radiación solar.

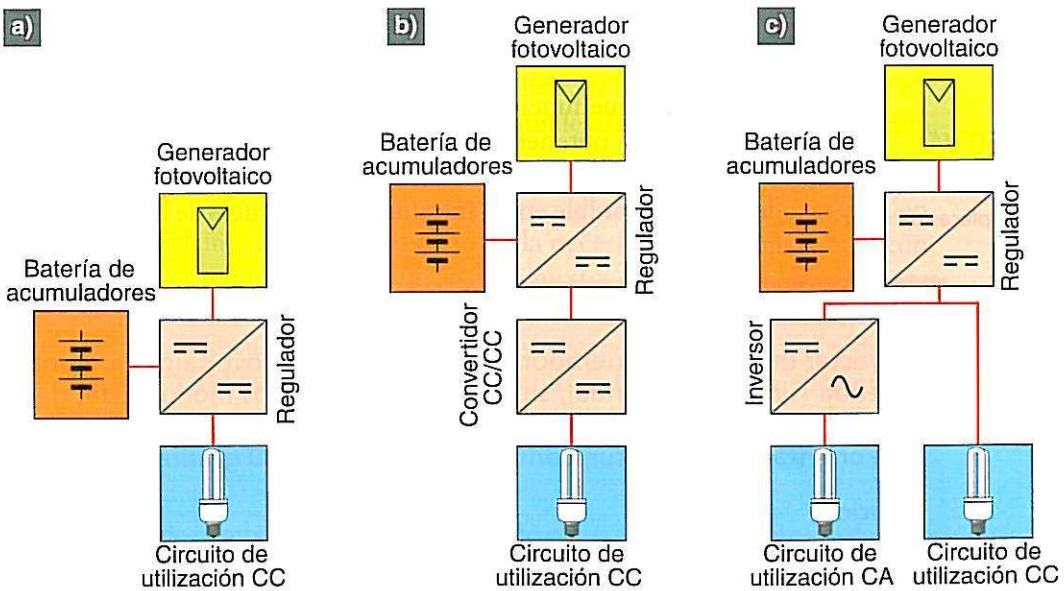
Ejemplos de este tipo de sistemas los encontramos en la electrificación de viviendas, alumbrado público, señalización en carreteras y autopistas, repetidores de telecomunicaciones, suministro eléctrico para vehículos, embarcaciones y satélites artificiales, y en general cualquier aplicación que no disponga de una línea de distribución eléctrica cercana y requiera el uso nocturno de la electricidad.

La utilización de acumuladores eléctricos requiere el uso de un regulador que controle el proceso de carga y descarga para proteger la vida útil de la batería de acumuladores, como vimos en la unidad 3. Esta configuración es la representada en el diagrama de bloques de la figura 4.2.a.

En aquellos sistemas donde se requiera una corriente continua regulada y estable, o de un valor alejado del que puede proporcionar el conjunto generador fotovoltaico- batería se utiliza un convertidor CC/CC conectado a continuación del regulador de carga, dando lugar a la configuración representada en el diagrama de bloques de la figura 4.2.b.

Si el circuito de utilización requiere corriente alterna para su funcionamiento, se incluye un inversor para alimentar al circuito de utilización en corriente alterna. Esta configuración es la representada en el diagrama de bloques de la figura 4.2.c. Según la aplicación, se pueden realizar modificaciones sobre la configuración, por ejemplo, si no se utilizan receptores de corriente continua, se prescindiría de la salida para este tipo de corriente.

Si el sistema fotovoltaico es híbrido, el generador adicional de energía puede incorporar su propio regulador de carga y se conecta en paralelo con el conjunto generador fotovoltaico-regulador.

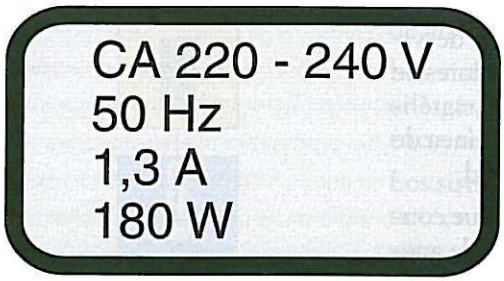


← **Figura 4.2.** Sistemas fotovoltaicos con acumulación. a) Con regulador. b) Con convertidor CC/CC. c) Con inversor.

2. Proyecto de un sistema fotovoltaico con acumulación

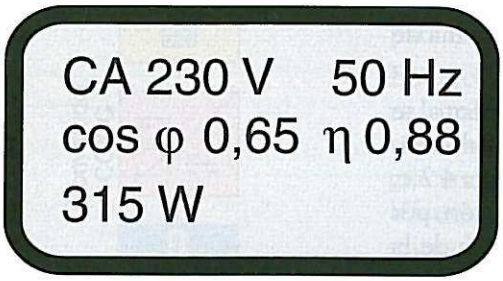
Para el realizar el diseño del sistema hay diferentes métodos, nosotros utilizamos el procedimiento propuesto por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) en el pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de la red propuesto en la convocatoria de ayudas del Plan de Fomento de las Energías Renovables.

Se va a utilizar como ejemplo un proyecto de un sistema con acumulación para explicar los diferentes bloques que componen un sistema autónomo y los parámetros que se utilizan en su diseño. El procedimiento es similar para los sistemas autónomos directos prescindiendo de la parte del sistema dedicada a la acumulación, como son el regulador de carga y la batería de acumuladores.



a) Placa de características de un electrodoméstico. Con los datos de intensidad y tensión nominal se obtiene la potencia aparente:

$$S = U \cdot I = 230 \cdot 1{,}3 = 299 \text{ VA}$$



b) Placa de características de un motor monofásico. La potencia indicada en la placa es la potencia útil y hay que dividirla por el rendimiento para obtener la potencia absorbida:

$$P = \frac{P_u}{\eta} = \frac{315}{0{,}88} = 358 \text{ W}$$

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{358}{0{,}65} = 550 \text{ VA}$$

↑ **Figura 4.3.** Ejemplos de datos de placas de características.

2.1. Recogida de información

La información se recopila con visitas al lugar de la instalación y mediante entrevistas al usuario o cliente. Se debe acotar el alcance del suministro de energía especificando los consumos que hay que abastecer, así como las opciones de ampliación a contemplar. Es importante recoger información sobre periodos de uso de la instalación y de los diferentes receptores que se vayan a utilizar. Si es posible, recabar el nivel de seguridad deseado en días de autonomía en el suministro. El conjunto de la información recogida se agrupa en un inventario.

El principal objetivo de esta recogida de información es realizar una estimación de la energía eléctrica media diaria absorbida por el sistema.

La mayoría de los datos de potencia absorbida se pueden recoger de las placas de características de los aparatos (figura 4.3) teniendo en cuenta que:

- En aparatos con factor de potencia distinto de la unidad se debe trabajar con la potencia aparente, que se obtiene dividiendo la potencia activa por el factor de potencia.
- En aparatos que funcionan con control automático, como los frigoríficos, para obtener la energía diaria es preferible utilizar datos del fabricante que proporcionan el consumo de energía anual. Este dato está disponible en las informaciones técnicas de la web de cada fabricante.

EJEMPLO

Proyectar un sistema generador de energía solar fotovoltaica para una vivienda rural, de uso anual, situada en Valencia. Los módulos del generador fotovoltaico irán en el tejado, sobre una de las cubiertas que está orientada hacia el sur, con una inclinación de 40 grados.

Solución:

El inventario de consumos de energía eléctrica recogido es el siguiente:

Receptor	Tensión	Cantidad	Potencia (W)[2]	Uso diario (h)[3]	Energía diaria (Wh)
Lámpara fluorescente cocina	230 V c.a.	1	36	3	108
Lámparas compactas habitaciones	230 V c.a.	4	9	1	36
Otras lámparas compactas	230 V c.a.	2	11	2	44
Televisor	230 V c.a.	1	150	4	600
Frigorífico	230 V c.a.	1	110	–	900[1]
Ordenador portátil	230 V c.a.	1	150	1	150
Batidora	230 V c.a.	1	270	0,1	27
Radio	230 V c.a.	1	20	2	40
Otros[4]	230 V c.a.	–	100	2	200
TOTAL			894		2.105

(1) Se obtiene de la información técnica del fabricante que proporciona el consumo anual.

(2) Se indica la potencia en vatios, aunque en los receptores con factor de potencia distinto de la unidad el dato corresponde a la potencia aparente (se obtiene dividiendo la potencia activa por el factor de potencia que indica la placa de características).

(3) Los tiempos inferiores a una hora se indican en fracciones decimales de hora. Por ejemplo, 15 minutos es 0,25 horas, 30 minutos es 0,5 horas, etc.

(4) Indica posibles consumos no recogidos o ampliaciones.

↑ **Tabla 4.1.** Inventario de consumos eléctricos.

A partir de los datos del inventario obtenemos el valor medio de la energía diaria necesaria en el sistema: W_d = 2.105 Wh/día.

2.2. Elección del tipo de sistema

La elección del tipo de sistema implica determinar la **necesidad de acumulación** (sistema directo o con acumulación si se utiliza energía eléctrica en horas de no insolación), el **tipo de corriente** que se va a utilizar en los receptores (solo c.c., c.c. y c.a. o solo c.a.) y la **tensión o tensiones nominales** de los circuitos de utilización.

El **tipo de corriente** en los receptores depende del tipo de instalación:

- En viviendas con muy poco consumo, por ejemplo solo alumbrado, es frecuente utilizar únicamente c.c., eliminando así la necesidad del inversor. Si el consumo es mayor se puede utilizar un sistema mixto, con c.c. para los receptores de baja potencia y c.a. para los receptores de mayor consumo. Sin embargo, cada vez es más frecuente utilizar únicamente receptores de c.a., sobre todo porque los receptores que se fabrican actualmente cada vez son más eficientes en el consumo de energía y los inversores son también más fiables y eficientes.
- En aplicaciones profesionales (telecomunicaciones, balizas y señales, protección catódica, etc.) se utiliza solo c.c.
- En sistemas de bombeo de agua se utiliza solo c.c. o solo c.a. en función del motor que se emplee en la bomba.

vocabulario

Español - Inglés

Sistemas fotovoltaicos autónomos: *autonomous photovoltaic systems.*

Sistemas aislados de la red: *off-grid systems.*

Sistemas fotovoltaicos directos: *direct-coupled photovoltaic systems.*

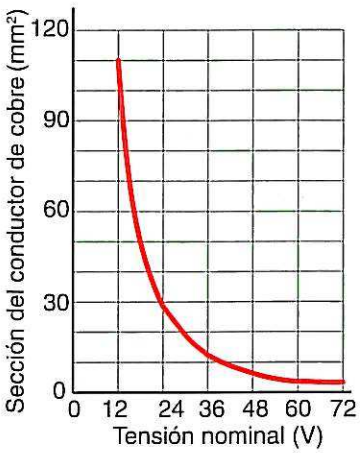
Sistemas fotovoltaicos con acumulación: *photovoltaic systems with battery storage.*

La **tensión nominal** del circuito de utilización viene fijada por los receptores que se quiere alimentar. En aquellos casos en los que se tenga que elegir una tensión nominal para el sistema de acumulación, con el fin de conseguir valores de intensidad razonables, se fija en función de la potencia (tabla 4.2.).

Potencia	Tensión nominal
P ≤ 800 W	12 V
800 < P ≤ 1.600 W	24 V
1.600 < P ≤ 3.200 W	48 V
P > 3.200 W	120 o 300 V

↑ **Tabla 4.2.** Tensión nominal del sistema en función de la potencia.

Si el suministro de energía eléctrica no requiere el uso de corriente continua de 12 o 24 V en los receptores, es preferible una tensión nominal alta, independientemente de la potencia. De esta forma, las secciones de los conductores en la parte de corriente continua se reducen notablemente (figura 4.4). Si la potencia es superior a 2 kW o 3 kW y las distancias entre el generador y el regulador de carga es grande (10 metros o más) se debe considerar la posibilidad de utilizar un regulador con seguidor MPP y trabajar con una tensión en el generador fotovoltaico superior a la del sistema de acumulación, el incremento del coste del regulador de carga se compensa con el ahorro en la instalación eléctrica.



↑ **Figura 4.4.** Sección de un conductor en función de la tensión nominal calculada para una caída de tensión de 1,5%, receptor de 360 W y longitud de línea de 15 m.

La sección es inversamente proporcional al cuadrado de la tensión nominal del sistema. Al duplicar la tensión se reduce cuatro veces la sección necesaria.

EJEMPLO (continuación)

Elegir el tipo de sistema fotovoltaico y la tensión nominal para el proyecto ejemplo.

Solución:

Como se va a necesitar energía eléctrica en horas de no insolación el sistema requiere acumulación. Todos los consumos se hacen en c.a. a 230 V.

La tensión nominal de la batería de acumuladores es de 24 V pues la potencia máxima que hay que suministrar, según el inventario de consumos, es 894 W que es superior a 800 W e inferior a 1.600 W (tabla 4.1).

2.3. Dimensionado del generador fotovoltaico

caso **práctico** inicial

Aquí se explica cómo se dimensiona un generador fotovoltaico para un sistema aislado.

El dimensionado del generador fotovoltaico se realiza en función del consumo eléctrico de la instalación y la radiación solar que se recibe en el lugar. Para realizar este dimensionado es imprescindible establecer un **periodo de diseño** que básicamente consiste en hacer una distribución de los consumos de energía eléctrica a lo largo del año y decidir aquel intervalo de tiempo donde la relación generación/consumo va a ser más desfavorable.

Algunos ejemplos son:

- Instalación con consumo constante a lo largo del año. El periodo de diseño se establece para el «mes peor» que será el mes de menor radiación solar.
- Para una instalación de bombeo, dependiendo de la localidad y disponibilidad del agua, el periodo de diseño para el «mes peor» corresponderá con el verano, que será el periodo de mayor consumo de agua.
- Para una generación máxima anual, el periodo de diseño es todo el año.

EJEMPLO (continuación)

Establecer el periodo de diseño para el proyecto ejemplo.

Solución:

En la instalación del ejemplo, el consumo es constante y anual, luego el periodo de diseño se establece para el mes de menor radiación solar que será cuando la relación generación/consumo sea más desfavorable.

De la tabla 1.3. en la unidad 1 se obtiene que el mes de menor irradiación en Valencia corresponde al mes de diciembre. Se establece este mes como periodo de diseño.

Una vez establecido el periodo de diseño, hay que determinar la **orientación e inclinación óptimas** del generador fotovoltaico, además de estimar las **pérdidas** que se pueden producir si no se pueden utilizar los valores óptimos de orientación e inclinación o hay proyección de sombras que afectan al generador en su funcionamiento.

En la unidad 1, apartado 4, veíamos que el **acimut óptimo** para que una superficie reciba la mayor cantidad posible de energía solar debe ser cero ($\alpha = 0°$), luego la superficie del generador se debe orientar hacia el Sur si está situado en el hemisferio norte o hacia el Norte si está en el hemisferio sur.

Para determinar la **inclinación óptima**, si se busca la máxima captación de energía solar a lo largo del año, se puede utilizar la fórmula [2] de la unidad 1. No obstante, para los periodos de diseño más habituales se utiliza la tabla 4.3, donde se indica la inclinación del generador para que la energía recogida sea máxima en función de la latitud del lugar ϕ y una constante K que indica la relación entre el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano horizontal $G_{dm}(0)$ y el mismo valor para un plano inclinado un ángulo óptimo $G_{dm}(0, \beta_{opt})$.

Periodo de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(0,\beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

↑ **Tabla 4.3.** Inclinación óptima en función de la latitud ϕ y relación K entre la irradiación diaria sobre el plano horizontal y sobre un plano inclinado un ángulo óptimo para los periodos de diseño habituales.

Si no es posible orientar e inclinar el generador de forma óptima hay que aplicar un coeficiente corrector denominado factor de irradiación (FI), para la orientación e inclinación elegidas como vimos en la unidad 1, apartado 5.5. Este factor de irradiación vale:

- Para ángulos de inclinación: $15° < \beta \leq 90°$:

  [1] $FI = 1 - [1{,}2 \cdot 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$

- Para ángulos de inclinación: $\beta \leq 15°$:

  [2] $FI = 1 - [1{,}2 \cdot 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2]$

  FI: factor de irradiación (sin unidades)

  β: inclinación real de la superficie (°)

  β_{opt}: inclinación óptima de la superficie (°)

  α: acimut de la superficie (°)

vocabulario

Español - Inglés

Energía eléctrica media: *average electrical energy*

Generador fotovoltaico: *photovoltaic generator*

Factor de irradiación: *irradiation factor*

Factor de sombreado: *shading factor*

Finalmente si se prevé que alguna sombra pueda afectar al funcionamiento del generador se aplica un **factor de sombreado** *FS* que indica el porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Por su mayor incidencia en los sistemas conectados a la red, el cálculo de este factor se explica en la unidad 5 apartado 2.3.

Con los factores y constantes descritos se calcula el valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie del generador, inclinada un ángulo β y orientada un ángulo de acimut α, partiendo del valor medio mensual de irradiación diaria sobre una superficie horizontal $G_{dm}(0)$ publicado en alguna de las fuentes oficiales (ver unidad 1, apartado 5.4), con la expresión:

[3] $$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$$

K: constante obtenida de la tabla 4.3 que proporciona la relación entre la irradiación diaria sobre el plano horizontal $G_{dm}(0)$ y el mismo valor para un plano inclinado un ángulo óptimo $G_{dm}(0, \beta_{opt})$ (sin unidades).

FI: factor de irradiación para un generador con orientación e inclinación (α, β) (sin unidades).

FS: factor de sombreado (sin unidades).

EJEMPLO (continuación)

Calcular la irradiación global diaria sobre la superficie del generador del proyecto ejemplo.

Solución:

De la tabla 1.3 en la unidad 1 obtenemos el dato de la latitud de Valencia, $\phi = 39{,}48°$, y el valor medio mensual de irradiación global diaria sobre una superficie horizontal es $G_{dm}(0) = 1{,}84$ kWh /(m² · día) para el periodo de diseño elegido, diciembre.

- La orientación del generador, al estar en el hemisferio norte, debe ser $\alpha = 0°$. En este caso la cubierta de instalación tiene esa orientación.
- En la tabla 4.3, para el periodo de diseño, diciembre, obtenemos:
  - Inclinación óptima: $\beta_{opt} = \phi + 10 = 39{,}8 + 10 = 49{,}8° \approx 50°$
  - Constante para el periodo de diseño: $K = 1{,}7$
- Como la inclinación que se va a dar al generador es la del tejado de 40°, diferente de la óptima, el factor de irradiación *FI* vale:

$$FI = 1 - [1{,}2 \cdot 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2] =$$
$$= 1 - [1{,}2 \cdot 10^{-4} (40 - 50)^2 + 3{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot 0^2] = 0{,}988$$

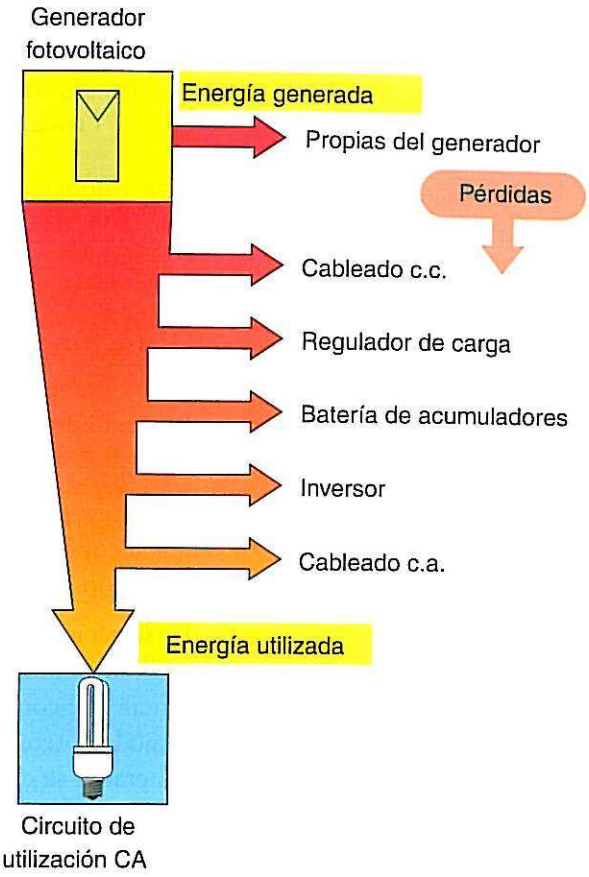
- En ausencia de sombras, el factor de sombreado *FS* vale 1.
- Con estos factores, el valor medio mensual de irradiación global diaria sobre la superficie del generador es:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS = 1{,}84 \cdot 1{,}7 \cdot 0{,}988 \cdot 1 = 3{,}090 \text{ kWh/m}^2 =$$
$$= 3.090 \text{ Wh/m}^2$$

Una vez determinada la irradiación solar sobre el generador hay que calcular la potencia del mismo, teniendo en cuenta que una parte de la energía eléctrica que va a generar se queda por el camino antes de llegar a los receptores (figura 4.5).

Las pérdidas se deben a diferentes factores, siendo los más importantes los que se enumeran a continuación:

- **La temperatura de las células de los módulos suele ser muy superior a los 25 °C de las condiciones CEM** para las que se dan los parámetros de los módulos fotovoltaicos. Estas pérdidas se estiman en torno a un 4 % por cada 10 °C dependiendo de la tecnología de fabricación de los módulos.
- **La dispersión de los parámetros de los módulos fotovoltaicos.** Por un lado, las tolerancias de producción hacen que la potencia nominal de un módulo sea inferior, dentro de las tolerancias, a la nominal declarada. Por otro lado, las diferencias de intensidades y tensiones nominales entre módulos de un mismo tipo que forman un generador, hace que la potencia del generador sea inferior a la suma de las potencias de los módulos.
- **No trabajar en el punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos.** Si el regulador de carga dispone de seguidor MPP estas pérdidas son muy reducidas, pero si no dispone de dicho seguidor, los módulos fotovoltaicos trabajaran fuera del punto de generación de máxima potencia con la consiguiente reducción de la potencia.
- **La circulación de corriente por los conductores produce pérdidas de potencia por efecto Joule.** Estas pérdidas coinciden con el porcentaje de caída de tensión utilizado en el cálculo de la sección de los conductores.
- **El rendimiento del regulador de carga y la batería de acumuladores.** Este rendimiento tiene en cuenta las pérdidas que se producen en la batería de acumuladores en el proceso de conversión de energía eléctrica en energía química durante la carga y viceversa durante la descarga, que hacen que la energía que entra en la batería durante la carga sea siempre superior a la que devuelve en la descarga. También se agrupan en este rendimiento las pérdidas en el regulador de carga debidas al autoconsumo para poder funcionar y a las caídas de tensión y calentamientos en los componentes de su circuito de potencia.
- **El rendimiento del inversor.** Depende del régimen de carga porque hay unas pérdidas constantes, que son las pérdidas en vacío, a las que hay que sumar las pérdidas producidas al circular la corriente que produce caídas de tensión en los semiconductores y pérdidas por efecto Joule, debidas a la resistencia eléctrica de los componentes del inversor. En los sistemas aislados se debe elegir un inversor que tenga un rendimiento los más constante posible para todas las potencias de salida del inversor, puesto que va a funcionar con diferentes regímenes de carga, en función de los receptores que estén funcionando.



↑ **Figura 4.5.** Pérdidas de energía en un sistema fotovoltaico autónomo.

Para facilitar el cálculo de la potencia del generador, estas pérdidas se agrupan en un coeficiente que recoge el rendimiento energético de la instalación denominado *PR* (Performance Ratio).

Los valores típicos de *PR* que se recomienda utilizar son:

- Sistemas con inversor: $PR = 0{,}7$
- Sistemas con inversor, batería y regulador de carga: $PR = 0{,}6$
- Sistema con batería y regulador de carga (sin inversor): $PR = 0{,}7$

El valor **mínimo de potencia del generador fotovoltaico** $P_{G\,mín}$, se calcula con la expresión siguiente:

$$[4] \qquad P_{G\,min} = \frac{W_d \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha,\beta) \cdot PR}$$

$P_{G\,mín}$: potencia del generador (W).

G_{CEM}: irradiancia en condiciones CEM (constante de valor 1.000 W/m^2).

W_d: consumo de energía diario (Wh).

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie del generador inclinada un ángulo β y orientada un acimut α (Wh/m^2).

PR: rendimiento energético de la instalación. Expresado en tanto por uno.

Una vez calculada la potencia mínima que tiene que tener el generador fotovoltaico hay que seleccionar los **módulos fotovoltaicos** que lo forman y cómo tienen que ir conectados para cumplir con las necesidades de tensión del sistema de acumulación.

La **selección de un módulo fotovoltaico** adecuado implica elegir módulos con la tensión nominal adecuada para un sistema aislado con acumulación y una potencia que conectando un número adecuado de módulos proporcione como mínimo la potencia mínima calculada $P_{G\,mín}$. Con el fin de no sobredimensionar el generador se comprobará que con la potencia máxima del módulo elegido no se sobrepasa el 20 % del valor de $P_{G\,mín}$, es decir, la potencia nominal del generador fotovoltaico debe cumplir:

$$[5] \qquad P_{G\,min} \leq P_G \leq 1{,}2 \cdot P_{G\,min}$$

La **tensión del generador** debe adaptarse a la tensión nominal del sistema de acumulación de manera que sea suficientemente alta como para permitir la carga de la batería. Los módulos fotovoltaicos preparados para trabajar en instalaciones aisladas de la red, especifican en sus características la tensión nominal del sistema de acumulación con el que pueden trabajar, fabricándose para tensiones nominales de 12 V y 24 V.

En general, un módulo fotovoltaico preparado para trabajar con un sistema de acumulación de 12 V, es un módulo de 36 células que tiene una tensión U_{mpp} en el rango 17...18 V y una tensión U_{oc} en el rango 21...22 V. Estas tensiones son necesarias para poder cargar adecuadamente una batería de acumuladores de 12 V. Si el módulo fotovoltaico está preparado para trabajar con un sistema de acumulación de 24 V, tendrá 72 células, una tensión U_{mpp} en el rango 34...36 V y una tensión U_{oc} en el rango 43...45 V. Si el sistema de acumulación es de 48 V o 120 V, habrá que conectar en serie los módulos fotovoltaicos necesarios, por ejemplo, para un sistema de 48 V habrá que conectar en serie 4 módulos de 12 V de tensión nominal o 2 de 24 V de tensión nominal. Si el sistema es de 120 V habrá que conectar en serie 10 módulos de 12 V de tensión nominal o 5 de 24 V de tensión nominal.

Si se utiliza un regulador de carga con seguidor MPP se pueden utilizar módulos fotovoltaicos con tensiones no adaptadas para la carga de baterías siendo el seguidor MPP el encargado de adaptar el nivel de tensión del generador al nivel de tensión necesario en la regulación de carga de la batería, por ejemplo, tensión del generador fotovoltaico 100 V, tensión de la batería de acumuladores 24 o 48 V.

EJEMPLO (continuación)

Calcular los parámetros eléctricos del generador del proyecto ejemplo.

Solución:

Como la instalación es un sistema con inversor y batería de acumuladores, se estima el rendimiento energético de la instalación PR = 0,6. Con este dato la potencia mínima del generador fotovoltaico será:

$$P_{G\,min} = \frac{W_d \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha,\beta) \cdot PR} = \frac{2.105 \cdot 1.000}{3.090 \cdot 0,6} = 1.135\ W$$

La potencia máxima del generador no sobrepasará el 20% del valor de $P_{G\,mín}$ calculado. En este caso:

$$P_{G\,min} \leq P_G \leq 1,2 \cdot P_{G\,min} \rightarrow 1.135\ W \leq P_G \leq 1,2 \cdot 1.135 = 1.362\ W$$

Como la tensión del sistema de acumulación se ha fijado en 24 V habrá que elegir un módulo fotovoltaico con esta tensión nominal. En la tabla 1.5. (Recopilación de características técnicas de módulos fotovoltaicos de diferentes fabricantes) del apartado Mundo Técnico de la unidad 1, se selecciona un módulo de 72 células (24 V de tensión nominal), en este caso el módulo Photowatt PW1400 que tiene las siguientes características: $P_{máx}$: 150 W; U_{oc}: 43 V; I_{sc}: 4,65 A; U_{mpp}: 33,8 V; I_{mpp}: 4,45 A; α: 0,032 %/°C; β: –158 mV/°C.

Número de módulos a conectar para conseguir la potencia mínima prevista:

$$N_p \cdot N_s \geq \frac{P_{G\,min}}{P_{máx}} = \frac{1.135}{150} = 7,56 \approx 8\ \text{módulos}$$

El generador tendrá ocho ramas conectadas en paralelo (N_p = 8) con un único módulo por rama (N_s = 1) puesto que la tensión del generador es igual a la tensión de un módulo. Con estos datos, los parámetros del generador son:

Potencia resultante del generador: $P_{G\,máx} = N_p \cdot P_{máx} = 8 \cdot 150 = 1.200\ W$

Se comprueba que no sobrepasa el 20% del valor de $P_{G\,mín}$:

$1.200 < 1,2 \cdot 1.135 = 1.362\ W$

Tensión de circuito abierto del generador:

$$U_{G\,oc} = N_s \cdot U_{oc} = 1 \cdot 43 = 43\ V$$

Intensidad de cortocircuito del generador:

$$I_{G\,sc} = N_p \cdot I_{sc} = 8 \cdot 4,65 = 37,2\ A$$

Tensión máxima del generador:

$$U_{G\,mpp} = N_s \cdot U_{mpp} = 1 \cdot 33,8 = 33,8\ V$$

Intensidad máxima del módulo:

$$I_{mpp} = 4,45\ A$$

Intensidad máxima del generador:

$$I_{G\,mpp} = N_p \cdot I_{mpp} = 8 \cdot 4,45 = 35,6\ A$$

2.4. Dimensionado del sistema de acumulación

caso **práctico** inicial

Aquí se explica cómo proporciona energía eléctrica un sistema aislado cuando no hay luz solar.

La función de la batería de acumuladores en un sistema aislado de la red es proporcionar energía eléctrica durante la noche y durante aquellos días de nula o muy baja insolación. Por lo tanto, el criterio básico para calcular la capacidad de este sistema de acumulación es que tiene que **garantizar el suministro de las necesidades de energía eléctrica diaria durante un número de días de autonomía** fijados de antemano.

El **número de días de autonomía** depende del lugar y tipo de instalación. En lugares con largos periodos de baja insolación, con predominio de días nublados, hay que fijar más días de autonomía que en lugares donde predominan los días soleados. Por otro lado, si la instalación es una aplicación profesional (sistemas de telecomunicación, balizas y señales de seguridad, etc.) hay que garantizar más días de autonomía que si es una aplicación doméstica (suministro eléctrico de viviendas). De manera general, aquellos sistemas que requieran mayor fiabilidad tendrán que estar proyectados para más días de autonomía. La tabla 4.4 ofrece valores orientativos para los días de autonomía en función de la localidad y el tipo de aplicación.

Localidades y provincias	Días de autonomía (1)	
	Aplicación doméstica	Aplicación profesional
Cáceres, Cádiz, Córdoba, Granada, Huelva, Jaén	3	6
Albacete, Alicante, Almería, Badajoz, Málaga, Melilla, Ceuta, Tenerife	4	7
Ciudad Real, Girona, Huesca, Lleida, Madrid, Murcia, Pontevedra, Toledo, Valencia	5	8
Ávila, Barcelona, Canarias, Castellón, Cuenca, León, Palencia, Salamanca, Segovia, Valladolid, Zamora, Zaragoza	6	9
Baleares, Guadalajara, Soria, Tarragona, Teruel	7	10
Burgos, A Coruña, Logroño, Ourense, Pamplona	8	11
Asturias, Guipúzcoa, Lugo, Santander, Vitoria, Vizcaya	9	12

(1) Los datos de esta tabla son orientativos. Se han fijado en función de los datos del Instituto Nacional de Meteorología sobre la media mensual y anual de días despejados en un año normal.

↑ **Tabla 4.4.** Días de autonomía en función de la localidad y la aplicación.

Para alargar la vida útil de la batería de acumuladores es preciso fijar también una **profundidad de descarga máxima** ($PD_{máx}$) al final del periodo de autonomía fijado, profundidad que depende del tipo de batería de acumuladores utilizada y suele estar en el rango 30% a 90%, recomendándose una profundidad de descarga máxima del 70% en instalaciones domésticas y del 50% en instalaciones profesionales. No obstante, **siempre se deben seguir las limitaciones de cada fabricante** al respecto.

Fijados los días de autonomía y la profundidad de descarga, se calcula la **capacidad del sistema de acumulación a partir del consumo medio diario.** Como la capacidad de una batería se expresa en Ah, hay que calcular el consumo medio dia-

rio de la instalación en Ah, dividiendo el valor de la energía diaria calculado con el inventario de consumos, entre la tensión nominal:

$$[6] \qquad Q_d = \frac{W_d}{U_n}$$

Q_d: consumo medio diario (Ah/día).

W_d: energía media diaria (Wh/día).

U_n: tensión nominal del sistema de acumulación (V).

La capacidad total del sistema de acumulación se calcula con la expresión:

$$[7] \qquad C_n = \frac{Q_d \cdot A}{PD_{máx} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb}}$$

C_n: capacidad de la batería de acumuladores para descarga en 20 horas (Ah).

Q_d: consumo medio diario (Ah/día).

A: días de autonomía del sistema (días).

$PD_{máx}$: profundidad de descarga máxima. En tanto por uno.

η_{inv}: rendimiento del inversor. En tanto por uno.

η_{rb}: rendimiento del conjunto batería y regulador de carga. En tanto por uno.

- La capacidad total C_n es la capacidad referida a un tiempo de descarga en 20 horas, C_{20}, en vez de la capacidad referida a un tiempo de descarga en 100 horas, C_{100}, que sería más apropiada dado el periodo de descarga de la batería de acumuladores. Esto sobredimensiona el acumulador un 25%, pero compensa la pérdida de capacidad que se produce en el sistema de acumulación a lo largo del tiempo.
- En ausencia de datos, se puede tomar como rendimiento típico del inversor (η_{inv}) un 85% y como rendimiento típico del conjunto batería y regulador de carga (η_{rb}) un 80%.

saber más

Comprobar en el epígrafe 7.2 de la unidad 2 la relación entre capacidades referidas a diferentes tiempos de descarga.

En la expresión anterior, el producto del consumo medio diario (Q_d) por los días de autonomía (A) representa el criterio principal de garantizar el suministro de las necesidades de energía eléctrica diaria durante un número de días de autonomía. Se corrige dividiendo por la profundidad de descarga máxima ($PD_{máx}$) para evitar que al final de los días de autonomía previstos la batería se descargue un porcentaje superior al fijado por dicha profundidad de descarga. Finalmente, se corrige dividiendo por los rendimientos del inversor y del regulador de carga más la batería, para tener en cuenta las pérdidas de energía eléctrica que se producen en estos elementos antes de llegar al circuito de utilización que alimenta a los receptores.

Si se sobredimensiona en exceso el sistema de acumulación, el generador fotovoltaico nunca podrá cargarlo completamente y la batería tenderá a sulfatarse. Para evitar esto, el valor de la **capacidad del sistema de acumulación no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito** en CEM del generador fotovoltaico:

$$[8] \qquad C_n < 25 \cdot I_{G\,sc}$$

C_n: capacidad total de la batería de acumuladores (Ah).

$I_{G\,sc}$: intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM (A).

En **aplicaciones profesionales** hay casos en los que se necesita una capacidad de acumulación que no cumple la relación anterior. Para que la probabilidad de pérdida de carga sea más pequeña se puede justificar un **aumento del tamaño del generador fotovoltaico** que se aproxime a la relación anterior con el fin de que la batería de acumuladores se cargue adecuadamente.

Las **bajas temperaturas** influyen negativamente sobre la capacidad nominal de una batería de acumuladores, que el fabricante da para una temperatura ambiente de 20 °C. Se estima que dicha capacidad disminuye aproximadamente un 1% por cada grado que disminuye la temperatura sobre 20 °C. El valor real de la capacidad de una batería de acumuladores para una temperatura inferior a 20 °C se puede calcular mediante la expresión:

$$[9] \qquad C_n' = \frac{C_n}{1 - \frac{\Delta T}{160}}$$

C_n': capacidad nominal para la temperatura T inferior a 20 °C (Ah).

C_n: capacidad nominal del sistema de acumulación a 20 °C (Ah).

ΔT: diferencia de temperatura respecto de 20 °C. Se calcula con $\Delta T = |T - 20|$.

Si el sistema de acumulación va a estar sometido a temperaturas ambiente inferiores a 20 °C se debe corregir el valor de la capacidad total para tener en cuenta su disminución.

vocabulario

Español - Inglés

Días de autonomía: *days of autonomy*

Consumo medio diario: *average daily*

Finalmente, con el dato de capacidad total del sistema de acumulación y la tensión nominal del sistema, se elige un elemento acumulador con una capacidad nominal y una tensión tales que, con las conexiones serie-paralelo adecuadas, cumpla con los requisitos de capacidad total y tensión nominal calculados.

La **tensión nominal** se consigue conectando en serie acumuladores monobloque de 6 V o 12 V o elementos acumuladores de 2 V de tensión nominal. Si la capacidad del sistema de acumulación es pequeña, inferior a 300 Ah se utilizan elementos monobloque, para capacidades mayores se utilizan elementos de 2 V. El **número de elementos acumuladores a conectar en serie** se calcula dividiendo la tensión nominal del sistema entre la tensión del elemento elegido:

$$[10] \qquad N_{bs} = \frac{U_n}{U_b}$$

U_n: tensión nominal del sistema de acumulación (V).

U_b: tensión de un elemento acumulador (V).

N_{bs}: número de elementos en serie.

Aunque se deben evitar, dentro de lo posible, los agrupamientos en paralelo, en sistemas con necesidad de mucha capacidad es inevitable realizar este tipo de conexionado. El **número necesario de ramas de acumuladores en paralelo** se calcula dividiendo la capacidad total del sistema entre la capacidad del elemento acumulador elegido:

$$[11] \qquad N_{bp} = \frac{C_n}{C_b}$$

C_n: capacidad nominal del sistema de acumulación (Ah).

C_b: capacidad de un elemento acumulador (Ah).

N_{bp}: número de ramas de elementos en paralelo.

EJEMPLO (continuación)

Dimensionar el sistema de acumulación para el proyecto ejemplo.

Solución:

Para la localidad de instalación según la tabla 4.4 el número de días de autonomía para una aplicación doméstica es $A = 5$ días.

Se toma como rendimiento del inversor el valor típico, $\eta_{inv} = 85\%$, y como rendimiento del conjunto regulador y batería también, $\eta_{rb} = 80\%$.

Profundidad de descarga para aplicaciones domésticas, $PD_{máx} = 70\%$.

Se supone que no se dan condiciones de baja temperatura.

Se calcula primero el consumo medio diario en Ah:

$$Q_d = \frac{W_d}{U_n} = \frac{2.105}{24} = 87{,}7 \text{ Ah/día}$$

La capacidad de la batería de acumuladores para descarga en 20 horas es:

$$C_n = \frac{Q_d \cdot A}{PD_{máx} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb}} = \frac{87{,}7 \cdot 5}{0{,}7 \cdot 0{,}85 \cdot 0{,}8} = 921{,}2 \text{ Ah}$$

Comprobamos la condición $C_n < 25 \cdot I_{G\,sc}$, sabiendo que $I_{G\,sc} = 37{,}2$ A:

$C_n < 25 \cdot I_{G\,sc} \rightarrow 921{,}1 < 25 \cdot 37{,}2 = 930$

Dado el valor de capacidad total, la batería de acumuladores se tiene que formar conectando en serie elementos de 2 V para conseguir la tensión nominal U_n de 24 V. Por lo tanto, el número de elementos a conectar en serie es:

$$N_{bs} = \frac{U_n}{U_b} = \frac{24}{2} = 12 \text{ elementos}$$

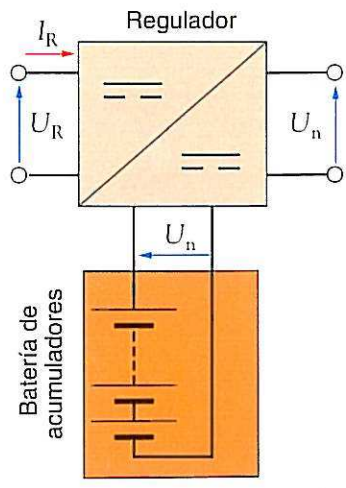
Se selecciona un tipo de elemento con una capacidad nominal igual o mayor a la calculada (no es necesario agrupar ramas en paralelo).

2.5. Dimensionado del regulador de carga

Como vimos en la unidad 3, apartado 3, para seleccionar el regulador de carga más apropiado para un sistema fotovoltaico autónomo, hay que determinar su tensión nominal, su intensidad nominal y la tensión máxima de entrada que tiene que soportar (figura 4.6):

- La **tensión nominal** U_R , tiene que coincidir con la tensión nominal del sistema de acumulación, U_n.
- La **intensidad nominal** I_R , es el valor de la intensidad de cortocircuito, $I_{G\,sc}$, del generador fotovoltaico en condiciones CEM con un factor de seguridad de 1,25.
- La **tensión máxima en la entrada** no debe ser sobrepasada por la tensión máxima de circuito abierto del generador fotovoltaico, U_{Goc} , a la temperatura más desfavorable (–10 °C) de las células del módulo.

Con estos datos se consultan los catálogos de los fabricantes para seleccionar el regulador de carga que mejor se adapta a dichos parámetros.



↑ **Figura 4.6.** Parámetros característicos del regulador de carga.

EJEMPLO (continuación)

Dimensionar el regulador de carga para el proyecto ejemplo.

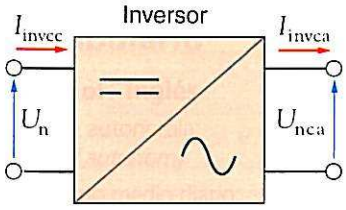
Solución:

- La tensión nominal del regulador es igual a la tensión nominal del sistema de acumulación U_n. = 24 V.
- La intensidad nominal de regulador I_R, sabiendo que, en condiciones CEM, la intensidad de cortocircuito del generador $I_{G\,sc}$ = 37,2 A, es:

  $I_R = 1{,}25 \cdot I_{G\,sc} = 1{,}25 \cdot 37{,}2 = 46{,}5$ A
- La tensión máxima de entrada U_R que tiene que soportar el regulador, sabiendo que el coeficiente tensión-temperatura de los módulos elegidos es $\beta = -158$ mV/°C y que la tensión en circuito abierto del generador en condiciones CEM es $U_{G\,oc}$ = 43 V, es:

  $U_R \geq U_{G\,oc(-10\,°C)} = U_{G\,oc} + \beta \cdot (T - 25) = 43 + (-0{,}158) \cdot (-10 - 25) = 48{,}53$ V

2.6. Dimensionado del inversor



↑ **Figura 4.7.** Parámetros característicos del inversor.

Como vimos en la unidad 3, apartado 11, para seleccionar el inversor más apropiado para un sistema fotovoltaico autónomo, hay que determinar su tensión nominal de entrada y su potencia nominal (figura 4.7):

- La **tensión nominal de entrada** tiene que coincidir con la tensión nominal del sistema de acumulación, U_n.
- La **potencia nominal del inversor** se calcula con la suma de todas las potencias de los receptores que puedan funcionar de forma simultánea. Para determinar esta potencia se debe trabajar con los valores de potencia aparente de los receptores. Si hay algún receptor que necesite una corriente de arranque se debe comprobar que la potencia máxima durante el tiempo necesario para el arranque la admite el inversor. Esta información se debe recoger cuando se realiza el inventario de consumos.

Normalmente las características de salida del inversor en los sistemas fotovoltaicos autónomos corresponden con un suministro normal de c.a. de 230 V y 50 Hz. Solo en sistemas de potencia elevada o de alimentación de motores eléctricos, se utilizan inversores con salida trifásica de 400 V y 50 Hz.

EJEMPLO (continuación)

Dimensionar el inversor para el proyecto ejemplo.

Solución:

- La tensión nominal de entrada del inversor es igual a la tensión nominal del sistema de acumulación U_n = 24 V.
- La potencia nominal del inversor se obtiene de la potencia máxima simultánea del inventario de consumos expresada como potencia aparente: P_n = 894 VA. En ausencia de datos, se puede considerar que el frigorífico duplica su potencia durante el arranque del compresor y que el tiempo de arranque puede estimarse en 0,5 segundos. La potencia de pico durante 0,5 segundos es: $P_{máx}$ = 894 + 110 = 1.004 VA.
- Con estos datos, en la tabla 3.3 (Inversores para sistemas autónomos Fabricante: Conergy) de la unidad 3, elegiríamos el inversor modelo Mic 1.000, de 1.000 VA de potencia continua y 2.000 VA de potencia de pico en 0,5 segundos, con un rendimiento a la potencia nominal de 90,4%.

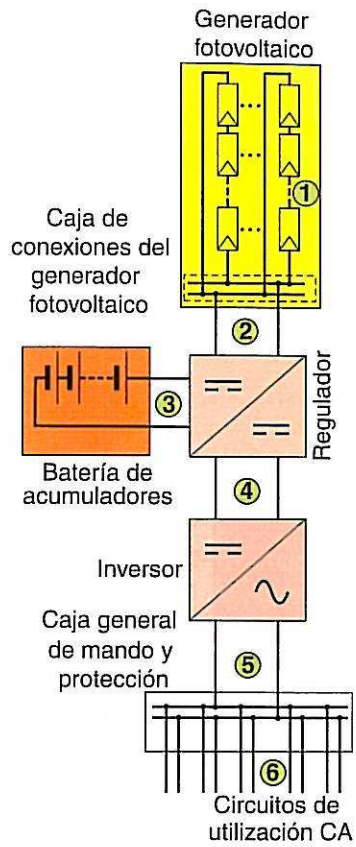
3. Dimensionado de los conductores de un sistema fotovoltaico autónomo

En general, la sección mínima normalizada del conductor necesario para una línea eléctrica de baja tensión viene determinada por las limitaciones de calentamiento y caída de tensión que se pueden dar en el conductor y su cálculo se hace para que cumpla tres condiciones:

- 1ª **Condición: máxima caída de tensión.** La circulación de corriente por los conductores de una línea eléctrica ocasiona una caída de tensión que debe ser inferior a los límites tolerados por el REBT para garantizar el funcionamiento correcto de los receptores alimentados por la línea.
- 2ª **Condición: calentamiento del conductor a la intensidad máxima admisible.** Al circular la corriente, se produce un calentamiento debido a la transformación en calor de la energía perdida a causa de la resistencia eléctrica de los conductores. La temperatura que alcanzan los conductores por este motivo, en régimen permanente, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible por los materiales que los aíslan. Esta temperatura es de 70 °C para **aislamientos termoplásticos** y de 90 °C para **aislamientos termoestables**.
- 3ª **Condición: intensidad de cortocircuito.** La temperatura que pueden alcanzar los conductores de una línea eléctrica, como consecuencia de un cortocircuito o de una sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible especificada en las normas particulares de los cables.

En un caso general, la sección de conductor que **cumpla simultáneamente las tres condiciones** anteriores es la que se tiene que instalar en la línea calculada, sin embargo, **la tercera condición no es aplicable en los sistemas alimentados con un generador fotovoltaico** que autolimitan su intensidad máxima al valor de la intensidad de cortocircuito del generador $I_{G\,sc}$ que, además, es la corriente que se utiliza como dato de intensidad máxima admisible para el cálculo por calentamiento recogido en la 2ª condición. Luego en **un sistema alimentado por un generador fotovoltaico, la sección del conductor sólo tiene que cumplir las condiciones de máxima caída de tensión y de calentamiento del conductor.**

A contunuación se describe el procedimiento a seguir para calcular la sección mínima normalizada en un sistema alimentado por un generador fotovoltaico, según el REBT.



↑ **Figura 4.8.** Tramos de línea en un sistema fotovoltaico aislado (no se indican los dispositivos de corte y protección).

3.1. Recopilación de datos

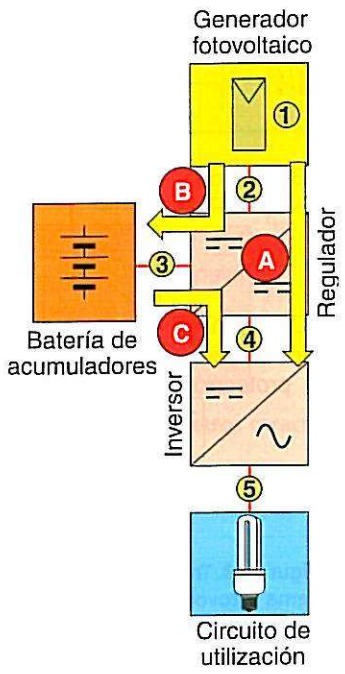
Se necesitan datos de potencias o intensidades, tensiones y longitudes de los diferentes tramos de la instalación. En lo referente a tensiones, en los tramos de c.a. lo habitual es tener tensiones de 230 V en monofásica o 400 V en trifásica. En los tramos de c.c. se utiliza como dato de tensión, la nominal del sistema de acumulación, con valores típicos de 12 V, 24 V o 48 V. Los tramos de línea característicos de una instalación de este tipo son (figura 4.8):

- Conexión de los módulos conectados en serie de cada cadena a la caja de conexiones del generador fotovoltaico (1).
- Conexión de la caja de conexiones del generador fotovoltaico al regulador de carga (2).

- Conexión del regulador de carga con la batería de acumuladores (3).
- Conexión del regulador de carga con el inversor (4).
- Conexión del inversor con la caja general de mando y protección de la instalación de utilización (5).
- Circuitos de utilización (6). Este tramo queda fuera de los objetivos de este libro. Se le deben aplicar las instrucciones del REBT para instalaciones interiores en viviendas/locales/industrias en las que se fijan, entre otras, las caídas de tensión máximas del 3%, para circuitos interiores de viviendas y para instalaciones interiores de alumbrado y 5% para el resto de usos.

Las corrientes a considerar en cada tramo de línea son:

- En el tramo 1, la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico en condiciones CEM. Es un circuito de c.c.
- En los tramos 2 y 3, la corriente a considerar es la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones CEM. Son circuitos de c.c.
- En el tramo 4, la corriente de entrada del inversor para su potencia nominal y la tensión nominal del sistema de acumulación. Es un circuito de c.c.
- En el tramo 5, la corriente de salida del inversor para su potencia nominal y la tensión nominal de utilización. Es un circuito de c.a.
- En **todos los tramos anteriores, 1 a 5, se debe multiplicar el valor de la intensidad considerado por 1,25** en cumplimiento de la instrucción ITC BT 40 que se refiere a las instalaciones generadoras de baja tensión, en el apartado 5 de dicha instrucción dice «los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador».



↑ **Figura 4.9.** Trayectorias de corriente durante el funcionamiento de un sistema fotovoltaico.

3.2. Máxima caída de tensión permitida

Es de aplicación la instrucción ITC BT 40 que se refiere a las instalaciones generadoras de baja tensión, el apartado 5 de dicha instrucción dice «los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal». Es decir, desde el generador fotovoltaico hasta la caja general de mando y protección de la instalación de utilización, que correspondería a los tramos 1 a 5 de la figura 4.8, la caída de tensión no será superior al 1,5%. Esta caída de tensión se debe repartir entre la parte de instalación en c.c. y la parte de instalación en c.a. teniendo en cuenta las trayectorias de la corriente.

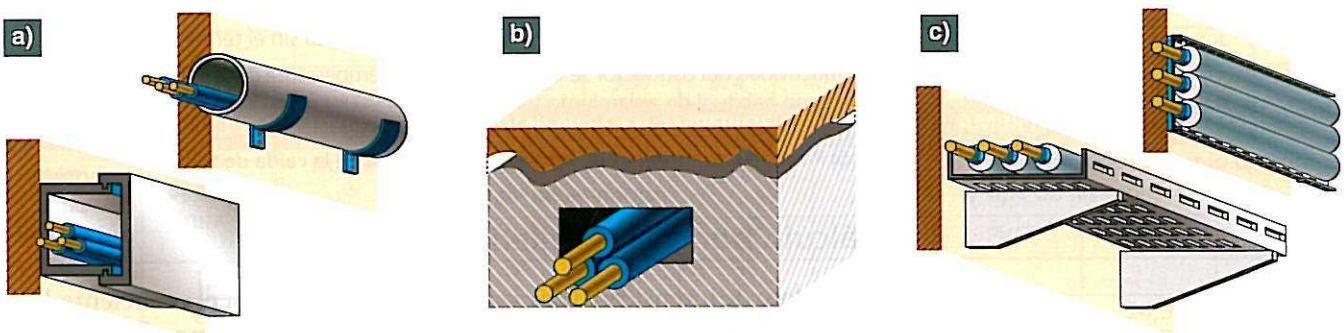
Durante las horas de insolación, la corriente circula, figura 4.9, por los trayectos A y B, y en las horas nocturnas o de baja insolación la corriente circula por la trayectoria C. Teniendo en cuenta que el tramo de línea 3 siempre es más pequeño que los tramos 1 y 2, la trayectoria más desfavorable a tener en cuenta para el reparto de la caída de tensión es la trayectoria A, compuesta por los tramos de línea 1, 2, 4 y 5. La caída de tensión total permitida de 1,5 % se repartirá entre estos tramos 1, 2, 4 y 5. El tramo 3 podrá tener la misma caída de tensión que la suma de caídas de los tramos 1 y 2, para que se cumpla la condición de máxima caída de tensión en horas nocturnas o de baja insolación. Para repartir la caída de tensión en cada tramo, un buen criterio consiste en asignar el mayor porcentaje de caída de tensión a la zona de tensión nominal más baja, y por lo tanto con ma-

yores corrientes, realizando un reparto proporcional a las longitudes y dejar el resto para la zona de tensión nominal más alta.

3.3. Tipos o métodos de instalación

La norma UNE 20460-5-523 recoge los diferentes métodos de instalación y los agrupa para hacerlos corresponder con un grupo reducido de instalaciones tipo o métodos de instalación de referencia (tabla 4.6). Los **tipos de instalación que se utilizan habitualmente** en cada uno de los tramos de línea de la figura 4.8 son:

- Tramo de línea 1, conexionado de los módulos: se utiliza cable al aire sobre superficie o en bandeja perforada (método de instalación E. Figura 4.10.c) o canal con tapa (método de instalación B1. Figura 4.10.a).
- Tramo de línea 2, conexionado del generador fotovoltaico al regulador de carga: se utiliza cable al aire sobre superficie o en bandeja perforada (método de instalación E. Figura 4.10.c) o cable en el interior de tubo o canal cerrada (método de instalación B1. Figura 4.10.a) en instalaciones fotovoltaicas con el generador sobre tejado o pared. Si el generador fotovoltaico está situado en superficie, este tramo de línea será de cable en conducto enterrado (método de instalación D. Figura 4.10.b)
- Tramos de líneas 3, 4 y 5, conexionado entre regulador de carga, batería de acumuladores, inversor y caja general de mando y protección de la instalación de utilización: estos tramos de línea suelen estar en el interior del local o vivienda y se usa cable en el interior de tubo o canal cerrada (método de instalación B1. Figura 4.10.a).



↑ **Figura 4.10.** Métodos de instalación. a) Métodos B1. b) Método D. c) Métodos E.

3.4. Tipos de cable

Se utilizan cables con conductores flexibles, con aislamiento y cubierta de materiales termoestables no propagadores del incendio, diferenciando dos zonas de la instalación con características propias, el conexionado de los módulos fotovoltaicos al regulador de carga y el conexionado de este con el resto del sistema fotovoltaico (figura 4.8):

- En los tramos de c.c. 1 y 2, se utilizan cables resistentes a la intemperie, puesto que pueden estar expuestos a la radiación directa del Sol y a radiaciones U.V., además de soportar temperaturas extremas. Los fabricantes de cables dan soluciones para estos tramos con cables preparados para trabajar con temperaturas permanentes de 90 °C y soportar temperaturas entre –40 °C y 120 °C, garantizando una vida útil mínima de 30 años.

saber más

Como ejemplos de cables para aplicaciones fotovoltaicas, General Cable fabrica el tipo Exzhellent-Solar, con denominación normalizada ZZ-F (AS), con aislamiento y cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos y Prysmian fabrica el tipo Tecsun, con denominación normalizada SIZ-F(AS), con aislamiento de etileno-propileno 120° y cubierta de acetato de etil vinil 120°.

- En los tramos de c.c. 3 y 4, y en el tramo de c.a. 5, se utilizan tipos de cable propios de instalaciones de enlace, aislados con material termoestable como son los cables con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina RZ1-K(AS) y cables con aislamiento de etileno-propileno (EPR) y cubierta de poliolefina DZ1-K(AS).

3.5. Cálculo por caída de tensión

Se aplica la fórmula de cálculo correspondiente teniendo en cuenta si la línea es trifásica, monofásica o de c.c. (tabla 4.5).

	En función de P	En función de I y cos φ
Monofásica y c.c. (1)	**[12]** $S = \frac{200 \cdot l \cdot P}{\Delta U_{\%} \cdot U^2 \cdot \gamma_\theta}$	**[14]** $S = \frac{200 \cdot l \cdot I \cdot cos\ \varphi}{\Delta U_{\%} \cdot U \cdot \gamma_\theta}$
Trifásica	**[13]** $S = \frac{100 \cdot l \cdot P}{\Delta U_{\%} \cdot U^2 \cdot \gamma_\theta}$	**[15]** $S = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot l \cdot I \cdot cos\ \varphi}{\Delta U_{\%} \cdot U \cdot \gamma_\theta}$

S: sección del conductor (mm^2).
γ_θ: conductividad del conductor a la temperatura de servicio θ prevista ($s \cdot m/mm^2$)(2).
l: longitud de la línea (m).
$\Delta U_{\%}$: caída de tensión máxima permitida en porcentaje de la tensión de la línea (V).
P: potencia activa transportada por la línea (W).
U: tensión de la línea (400 V en trifásica, 230 V en monofásica y 12 ó 24 V en c.c.) (V).
I: intensidad prevista en la línea (A).
$cos\ \varphi$: factor de potencia de la carga al final de la línea.

(1) En los circuitos de c.c. se utilizan las fórmulas de monofásica sin el término cos φ.
(2) La conductividad del conductor se debe a tomar a la temperatura de servicio del cable que, para el caso habitual de aislamiento termoestable, a 90 °C es $\gamma_{90} = 45\ s \cdot m/mm^2$.

↑ **Tabla 4.5.** Resumen de fórmulas de la sección en función de la caída de tensión.

3.6. Cálculo por calentamiento

Se utiliza el dato de intensidad de cada tramo multiplicado por el coeficiente 1,25 según la ITC BT 40 mencionada en el apartado 3.1. En los tramos donde se utiliza la potencia como dato, tramos 4 y 5 de entrada y salida del inversor, se calcula la intensidad y se le aplica el mismo coeficiente.

Se deben aplicar factores de corrección a la intensidad calculada si:

- La temperatura ambiente es diferente de 40 °C en los tramos de instalación al aire o 25 °C en los tramos de instalación enterrada. En los tramos 1 y 2, si están instalados al aire (sobre bandeja o en tubo o canal cerrada) se debe considerar una temperatura ambiente de 50 °C (factor de corrección 0,89 para cable con aislamiento termoestable, véase la tabla 4.8).
- Hay más de un circuito en la misma canalización. En el tramo 1, conexionado de los módulos fotovoltaicos, se debe considerar el agrupamiento de varios circuitos en la misma canalización (véase la tabla 4.9).
- La línea está expuesta a la radiación solar (factor de corrección 0,9).

Con la intensidad corregida y según el método de instalación de la tabla 4.7 se determina la sección utilizando la tabla 4.6.

UNE 20460-5-523:2004. INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS. TEMPERATURA AMBIENTE 40 °C EN EL AIRE													
Método de instalación		Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
Ver tabla 4.7	A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
	A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
	B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
	B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
	C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
	E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
	F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
Columna 1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección (mm²)													
Cobre	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	—	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	—	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	—	—	—	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	—	—	—	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	—	—	—	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	—	—	—	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	—	—	—	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	—	—	—	315	350	374	401	435	468	490	552	590

UNE 20460-5-523:2004. INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS. TEMPERATURA AMBIENTE 25 °C EN EL TERRENO									
Método de instalación	Sección (mm²)	Número de conductores de cobre cargados y tipo de aislamiento				Número de conductores de aluminio cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3	PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D	1,5	20,5	17	24,5	21				
	2,5	27,5	22,5	32,5	27,5	20,5	17	24,5	21
	4	36	29	42	35	27,5	22,5	32,5	27,5
	6	44	37	53	44	34	28	40	34
	10	59	49	70	58	45	38	53	45
	16	76	63	91	75	58	49	70	58
	25	98	81	116	96	76	62	89	74
	35	118	97	140	117	91	76	107	90
	50	140	115	166	138	107	89	126	107
	70	173	143	204	170	133	111	156	132
	95	205	170	241	202	157	131	185	157
	120	233	192	275	230	179	149	211	178
	150	264	218	311	260	202	169	239	201
	185	296	245	348	291	228	190	267	226
	240	342	282	402	336	263	218	309	261
	300	387	319	455	380	297	247	349	295

↑ **Tabla 4.6.** Intensidades admisibles en conductores de instalaciones al aire y enterradas.

Método de Instalación	Descripción
A1	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante
A2	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante
B1	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera
B2	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera
C	Cable mono o multiconductor fijado sobre una pared de madera
D	Cable multiconductor en conductos enterrados
E	Cable monoconductor al aire libre
F	Cable multiconductor al aire libre
G	Conductores desnudos o aislados sobre aisladores

↑ **Tabla 4.7.** Métodos de instalación de referencia.

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURA AMBIENTE DIFERENTES DE 40 °C A APLICAR A LOS VALORES DE LAS INTENSIDADES ADMISIBLES PARA CABLES AL AIRE														
Aislamiento	**Temperatura ambiente (°C)**													
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
PVC (Termoplástico)	1,41	1,35	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	–	–	–	–
XLPE, EPR (Termoestable)	1,26	1,22	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55	0,45

↑ **Tabla 4.8.** Factor de corrección para instalaciones al aire y temperatura distinta de 40° C.

FACTORES DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO DE VARIOS CIRCUITOS O DE VARIOS CABLES MULTICONDUCTORES A APLICAR A LOS VALORES DE LAS INTENSIDADES ADMISIBLES										
Punto	**Disposición de los cables**	**Número de circuitos o de cables multiconductores**								
		1	**2**	**3**	**4**	**6**	**9**	**12**	**16**	**20**
1	Agrupados sobre una superficie al aire, empotrados o embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o conducto)	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o bandejas sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	–	–	–
3	Capa única fijada bajo techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	–	–	–
4	Capa única sobre bandeja perforada horizontal o vertical	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	–	–	–
5	Capa única sobre escaleras de cable, abrazaderas, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	–	–	–

NOTAS:
1. Estos factores son aplicables a grupos homogéneos de cables, cargados por igual.
2. Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes, es superior al doble de su diámetro exterior, no es necesario factor de corrección alguno.
3. Los mismos factores se aplican a:
   – grupos de dos o tres cables unipolares;
   – cables multiconductores.
4. Si un agrupamiento se compone de cables de dos o tres conductores, se toma el número total de cables como el número de circuitos, y se aplica el factor de corrección a las tablas de dos conductores cargados para los cables de dos conductores y a las tablas de tres conductores cargados para los cables de tres conductores.
5. Si un agrupamiento se compone de n conductores unipolares cargados, también pueden considerarse como n/2 circuitos de dos conductores cargados o n/3 circuitos de tres conductores cargados.

↑ **Tabla 4.9.** Factor de corrección por agrupamiento de conductores.

EJEMPLO (continuación)

Calcular las secciones de los conductores de conexión del sistema fotovoltaico del proyecto ejemplo (figura 4.11).

Solución:

1. Recopilación de datos:

   a. Potencias o intensidades, tensiones y longitudes de los diferentes tramos de la instalación (las longitudes se han medido en obra):

   - Tramo de línea 1, conexionado de los módulos. Intensidad de cortocircuito de un módulo en condiciones CEM I_{sc} = 4,65 A. Aplicando el coeficiente 1,25: I_1 = 1,25 · 4,65 = 5,8 A. Longitud el tramo: l_1 = 2 m.
   - Tramo de línea 2, conexionado del generador fotovoltaico al regulador de carga. Intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones CEM $I_{G\,sc}$ = 37,2 A. Aplicando el coeficiente 1,25: I_2 = 1,25 · 37,2 = 46,5 A. Longitud del tramo: l_2 = 2,5 m.
   - Tramo de línea 3, conexionado del regulador a la batería de acumuladores. Intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones CEM $I_{G\,sc}$ = 37,2 A. Aplicando el coeficiente 1,25: I_3 = 1,25 · 37,2 = 46,5 A. Longitud del tramo: l_3 = 1 m.
   - Tramo de línea 4, conexionado del regulador al inversor. Con la potencia nominal del inversor elegido, $P_{n\,inv}$ = 1.000 VA, su rendimiento nominal, η_n = 90,4 % y la tensión nominal del sistema U_n = 24 V c.c., se calcula la intensidad nominal de entrada del inversor:

$$I_{inv\,cc} = \frac{P_{n\,inv}}{\eta_n \cdot U_n} = \frac{1.000}{0{,}904 \cdot 24} = 46{,}1\ \text{A}$$

   Aplicando el coeficiente 1,25: I_4 = 1,25 · 46,1 = 57,6 A. Longitud del tramo: l_4 = 0,5 m.

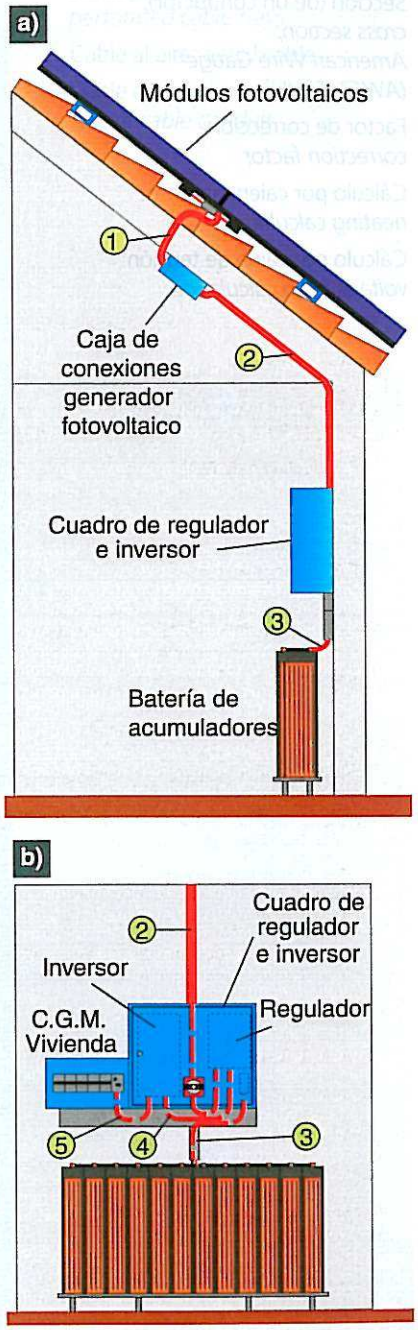
   - Tramo de línea 5, conexionado del inversor con la caja general de mando y protección de la instalación de utilización. Con la potencia nominal del inversor elegido, $P_{n\,inv}$ = 1.000 VA y la tensión nominal de la instalación de utilización, $U_{inv\,ca}$ = 230 V c.a., se calcula la intensidad nominal de salida del inversor:

$$I_{inv\,ca} = \frac{P_{n\,inv}}{U_{n\,ca}} = \frac{1.000}{230} = 4{,}35\ \text{A}$$

   Aplicando el coeficiente 1,25: I_5 = 1,25 · 4,35 = 5,4 A. Longitud del tramo: l_5 = 0,5 m.

   b. Máxima caída de tensión permitida. Se hace el reparto del 1,5 % de caída de tensión máxima entre los tramos de línea 1,2, 4 y 5. Al tramo 3 se le asigna la misma caída de tensión que la suma de caídas de los tramos 1 y 2. Se aplica el criterio de asignar mayor porcentaje a los tramos de mayor corriente, proporcionalmente a su longitud, quedando así:

   Longitud de la trayectoria de corriente más desfavorable (tramos 1, 2, 4 y 5): $l_t = l_1 + l_2 + l_4 + l_5$ = 2 + 2,5 + 0,5 + 0,5 = 5,5 m



↑ **Figura 4.11.** Situación de los componentes y canalizaciones eléctricas del proyecto ejemplo.
a) Vista lateral (detalle seccionado)
b) Vista frontal.

vocabulario

Español - Inglés

Termoplástico: *thermoplastic*

Termoestable: *thermostable*

Caída de tension: *voltage drop*

Sección (de un conductor): *cross section; American Wire Gauge (AWG) [EEUU]*

Factor de corrección: *correction factor*

Cálculo por calentamiento: *heating calculation*

Cálculo por caída de tensión: *voltage drop calculation*

Caída de tensión por unidad de longitud: $\Delta U_u = \frac{\Delta U_{\%}}{l_t} = \frac{1,5}{5,5} = 0,272$ %/m

Reparto de caídas de tensión proporcionales a la longitud de cada tramo de línea:

Tramo de línea 1: $\Delta U_{\%1} = \Delta U_u \cdot l_1 = 0,272 \cdot 2 = 0,54$ %

Tramo de línea 2: $\Delta U_{\%2} = \Delta U_u \cdot l_2 = 0,272 \cdot 2,5 = 0,68$ %

Tramo de línea 3: $\Delta U_{\%3} = \Delta U_{\%1} + \Delta U_{\%2} = 0,54 + 0,68 = 1,22$ %

Tramo de línea 4: $\Delta U_{\%4} = \Delta U_u \cdot l_4 = 0,272 \cdot 0,5 = 0,136 \approx 0,14$ %

Tramo de línea 5: $\Delta U_{\%5} = \Delta U_u \cdot l_5 = 0,272 \cdot 0,5 = 0,136 \approx 0,14$ %

Comprobación de la caída total de la trayectoria más desfavorable:

$\Delta U_{\%} = \Delta U_{\%1} + \Delta U_{\%2} + \Delta U_{\%4} + \Delta U_{\%5} = 0,54 + 0,68 + 0,14 + 0,14 = 1,5$ %

c. Tipo o método de instalación. En el tramo 1, se utilizará canaleta cerrada, en el tramo 2, tubo metálico flexible, en los tramos 3, 4 y 5, canaleta cerrada. Todos encajan con el método de instalación B1 (tabla 4.7).

d. Tipo de cable. En todos los tramos se utilizarán cables con aislamiento termoestable para una temperatura de servicio de 90 °C. En los tramos 1 y 2, se elige cable tipo Exzhellent-Solar, ZZ-F (AS) de General Cable. En los tramos 3, 4 y 5, se elige cable RZ1-K (AS).

2. Cálculo por caída de tensión:

Tramo de línea 1: $S_1 = \frac{200 \cdot l_1 \cdot I_1}{\Delta U_{\%1} \cdot U \cdot \gamma_\theta} = \frac{200 \cdot 2 \cdot 5,8}{0,54 \cdot 24 \cdot 45} = 3,97$ mm^2

Tramo de línea 2: $S_2 = \frac{200 \cdot l_2 \cdot I_2}{\Delta U_{\%2} \cdot U \cdot \gamma_\theta} = \frac{200 \cdot 2,5 \cdot 46,5}{0,68 \cdot 24 \cdot 45} = 31,66$ mm^2

Tramo de línea 3: $S_3 = \frac{200 \cdot l_3 \cdot I_3}{\Delta U_{\%3} \cdot U \cdot \gamma_\theta} = \frac{200 \cdot 1 \cdot 46,5}{1,22 \cdot 24 \cdot 45} = 7,05$ mm^2

Tramo de línea 4: $S_4 = \frac{200 \cdot l_4 \cdot I_4}{\Delta U_{\%4} \cdot U \cdot \gamma_\theta} = \frac{200 \cdot 0,5 \cdot 57,6}{0,14 \cdot 24 \cdot 45} = 38,09$ mm^2

Tramo de línea 5: $S_5 = \frac{200 \cdot l_5 \cdot I_5}{\Delta U_{\%5} \cdot U \cdot \gamma_\theta} = \frac{200 \cdot 0,5 \cdot 5,4}{0,14 \cdot 230 \cdot 45} = 0,37$ mm^2

Aunque el tramo 5 es de c.a., en la fórmula de la sección no se incluye el factor de potencia porque se ha calculado la intensidad a partir de la potencia aparente, es decir, se supone factor de potencia unidad.

3. Cálculo por calentamiento:

a. Las intensidades de cada tramo, multiplicadas por el coeficiente 1,25 según la ITC BT 40, son:

$I_1 = 5,8$ A; $I_2 = 46,5$ A; $I_3 = 46,5$ A; $I_4 = 57,6$ A; $I_5 = 5,4$ A;

b. Factores de corrección:

- Solo se considera que en los tramos 1 y 2, la temperatura ambiente puede alcanzar 50 °C, según la tabla 4.8 se aplica el factor de corrección 0,89 a las intensidades I_1 e I_2.
- En el tramo 1, de conexionado de los módulos fotovoltaicos, hay ocho circuitos dentro del mismo conducto. Consultando la tabla 4.9, punto 1, se obtiene un factor de corrección de 0,5 que hay que aplicar a la intensidad I_1.
- De acuerdo con la situación de los tramos de línea 1 y 2, ninguno queda expuesto a la radiación solar, luego no se aplica ningún factor de corrección por este motivo.
- Calculamos las nuevas intensidades de los tramos 1 y 2, aplicándoles los factores de corrección:

Tramo de línea 1: $I_1 = \frac{5,8}{0,5 \cdot 0,89} = 13,03$ A

Tramo de línea 2: $I_2 = \frac{46,5}{0,89} = 52,24$ A

c. Con las intensidades de cada tramo corregidas, para el método de instalación B1 y siendo todos los circuitos bipolares con cables con conductor de cobre y aislamiento termoestable (XLPE2) se determinan las secciones utilizando la tabla 4.6. En la columna 10 de dicha tabla obtenemos:

$I_1 = 13,03$ A $\rightarrow S_1 = 1,5$ mm^2

$I_2 = 52,24$ A $\rightarrow S_2 = 10$ mm^2

$I_3 = 46,5$ A $\rightarrow S_3 = 10$ mm^2

$I_4 = 57,6$ A $\rightarrow S_4 = 10$ mm^2

$I_5 = 5,4$ A $\rightarrow S_5 = 1,5$ mm^2

4. Los resultados de las secciones calculadas por los dos métodos, caída de tensión y calentamiento, se comparan y se elige la mayor de cada caso:

Sección del tramo de línea	Por caída de tensión	Por calentamiento	Sección comercial elegida
S_1	3,97 mm^2	1,5 mm^2	**4 mm^2**
S_2	31,66 mm^2	10 mm^2	**35 mm^2**
S_3	7,05 mm^2	10 mm^2	**10 mm^2**
S_4	38,09 mm^2	10 mm^2	**50 mm^2**
S_5	0,37 mm^2	1,5 mm^2	**2,5 mm^2 (*)**

↑ **Tabla 4.10.** Secciones calculadas y secciones comerciales elegidas. (*) Sección mínima.

vocabulario

Español - Inglés

Canaleta: *channel (cable ducts)*

Tubo metálico flexible: *flexible metallic conduit*

Bandeja perforada: *perforated cable trays*

Cable al aire: *aerial cable*

Cable en conducto enterrado: *buried cable conduit*

4. Aparatos de maniobra y protección en un sistema fotovoltaico autónomo

caso práctico inicial

Aquí se explican los aparatos de maniobra y protección que se utilizan en los sistemas fotovoltaicos autónomos.

Un sistema fotovoltaico autónomo tiene un comportamiento eléctrico muy diferente al de las instalaciones eléctricas convencionales:

- El generador fotovoltaico se comporta como **generador** siempre que hay luz solar, **aunque esté desconectado.**
- La **corriente** producida por el generador fotovoltaico está **autolimitada.**
- Hay **dos fuentes de tensión,** el generador fotovoltaico y la batería de acumuladores.

Estos factores unidos a que la corriente generada es corriente continua, impide el uso de los dispositivos de protección habituales en las instalaciones convencionales de corriente alterna. Por ejemplo, si se produce un cortocircuito no aparecen corrientes de cortocircuito lo suficientemente elevadas para disparar las protecciones habituales. Tampoco se pueden utilizar los interruptores diferenciales convencionales que solo funcionan en corriente alterna.

4.1. Protección contra sobreintensidades

En el circuito que va del **generador fotovoltaico** al regulador de carga, la intensidad máxima que puede aparecer corresponde con la corriente de cortocircuito, limitada por el propio generador ($I_{G\,sc}$). En las ramas o módulos fotovoltaicos en paralelo que forman el generador, también está limitada la corriente al valor de cortocircuito de un módulo (I_{sc}). Como los conductores de conexión de todo el generador se dimensionan para soportar de forma permanente estas corrientes de cortocircuito, no es necesario incorporar protecciones frente a este tipo de sobreintensidades.

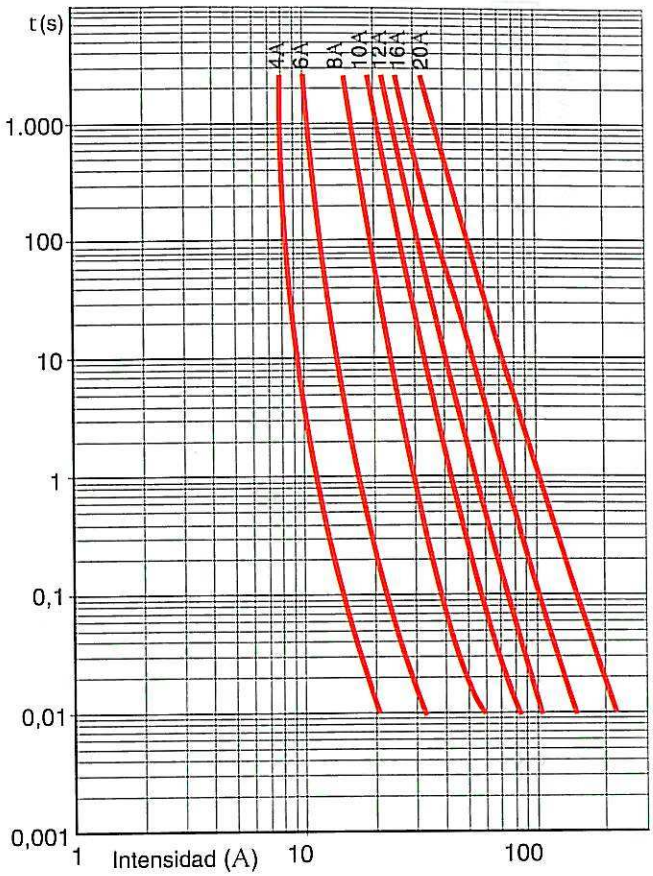
Sin embargo, dentro del generador fotovoltaico, si tiene más de tres módulos o ramas de módulos en paralelo, **se pueden producir corrientes inversas** en aquellas ramas o módulos en los que por algún motivo disminuya su tensión de circuito abierto con respecto a la del generador. Para proteger a cada rama o módulo en paralelo frente a esta situación se pueden poner diodos de bloqueo, como se explica en el apartado 9.7 de la unidad 1, o disponer algún dispositivo de protección contra sobreintensidades, como pueden ser los fusibles o los interruptores automáticos magnetotérmicos. Veamos las condiciones de uso que deben cumplir cada uno de estos sistemas de protección.

- **Diodos de bloqueo.** Se dimensionan para soportar 2 veces la corriente de cortocircuito de un módulo (I_{sc}) en condiciones CEM y una tensión inversa igual a 2 veces la tensión de circuito abierto del generador ($U_{G\,oc}$) en condiciones CEM. Tienen el inconveniente de disipar mucha potencia y solo son recomendables cuando el sistema fotovoltaico se encuentra en lugares de difícil acceso para su mantenimiento o el generador fotovoltaico está muy expuesto a sombreados parciales. Esto es así porque el diodo de bloqueo, a diferencia de los fusibles que serían la protección alternativa, no necesita reponer ningún elemento de su composición cuando actúa como protección, simplemente impide el paso de corriente inversa.

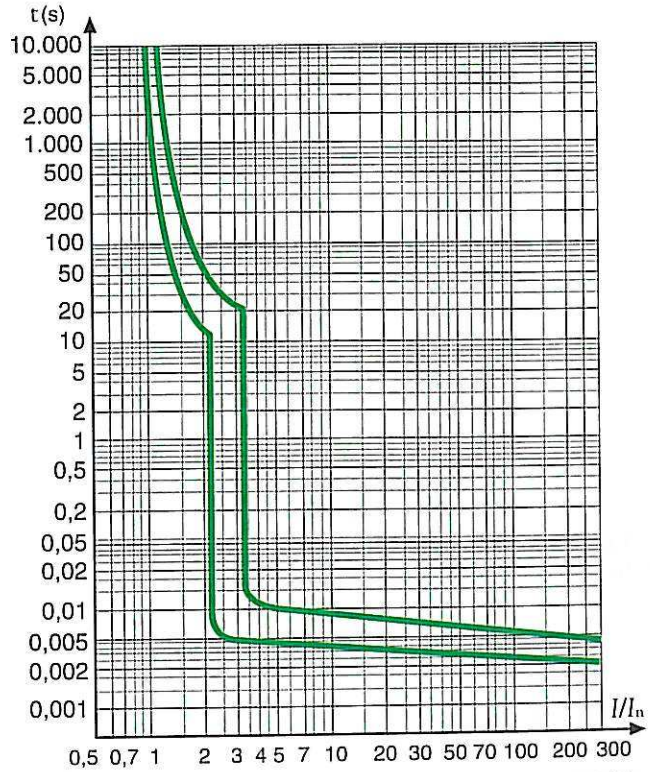
- **Fusibles.** Se dimensionan para actuar entre 1,5 y 2 veces la corriente de cortocircuito de un módulo (I_{sc}) en condiciones CEM. Deben ser específicos para la protección de semiconductores (característica de disparo gR, figura 4.12). Si la tensión del generador fotovoltaico es elevada se debe comprobar que la tensión asignada al fusible soporta 1,2 veces la tensión de circuito abierto del generador ($U_{G\,oc}$) en condiciones CEM. Todos estos parámetros especificados siempre en corriente continua. El principal inconveniente de los fusibles es la necesidad de reponer el cartucho cuando actúan frente a una sobreintensidad. Sin embargo, disipan mucha menos potencia que los diodos de bloqueo (producen una caída de tensión de 0,2 V aproximadamente frente a los 0,6 V de caída en los diodos).
- **Interruptores automáticos magnetotérmicos.** Tienen que ser específicos para corriente continua, lo que dificulta su uso pues actualmente hay pocos fabricantes que dispongan de este tipo de dispositivos. Se dimensionan para actuar como máximo a 1,5 veces la corriente de cortocircuito de un módulo (I_{sc}) en condiciones CEM. Se debe comprobar que su tensión de servicio es como mínimo 1,2 veces la tensión de circuito abierto del generador ($U_{G\,oc}$) en condiciones CEM. Deben tener una curva de disparo tipo Z (con disparadores magnéticos que disparan entre 2 y 3 veces su intensidad nominal, figura 4.13) específica para la protección de semiconductores.

Además de las protecciones mencionadas, **las ramas en paralelo del generador y este mismo tienen que disponer de un dispositivo de maniobra que permita su desconexión** del resto de la instalación. Normalmente se utiliza un interruptor general para desconectar el generador fotovoltaico y un sistema de desconexión que permita aislar las ramas o módulos en paralelo del generador:

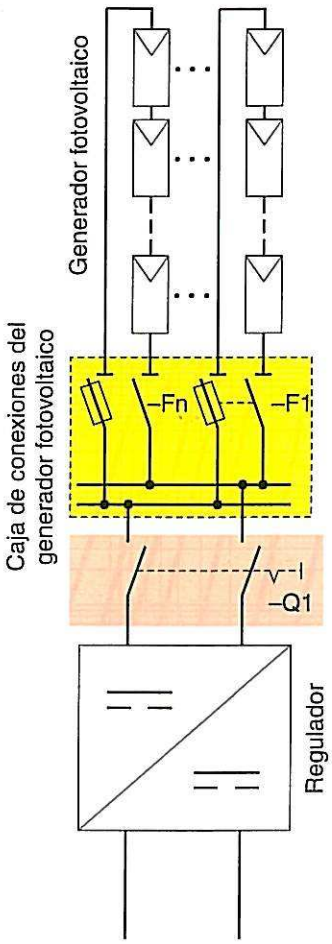
- **Interruptor general del generador.** Es un interruptor que tiene que estar **preparado para abrir o cerrar el circuito en condiciones de servicio.** Se dimensiona para soportar la corriente de cortocircuito del generador ($I_{G\,sc}$) y la tensión de circuito abierto del generador ($U_{G\,oc}$) ambas en condiciones CEM. Se debe situar junto al regulador de carga (interruptor Q1 en la figura 4.14) para permitir la desconexión del generador como requisito previo si se tiene que desconectar la batería de acumuladores.
- **Sistema de desconexión de las ramas del generador.** Se sitúa en el principio de cada rama en paralelo del generador y se pueden utilizar:



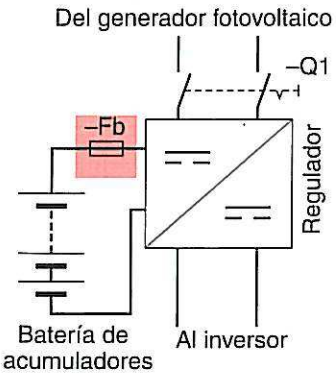
↑ **Figura 4.12.** Curvas características de disparo de fusibles tipo gR.



↑ **Figura 4.13.** Curva de disparo Z de un interruptor automático magnetotérmico.



↑ **Figura 4.14.** Elementos de maniobra y protección del generador fotovoltaico.



↑ **Figura 4.15.** Protección de la batería de acumuladores.

– **Bases portafusibles seccionables** (F1 a Fn en la figura 4.14). Cumplen la doble función de proporcionar un sistema de desconexión de la rama y al mismo tiempo incorporar el cartucho fusible de protección contra sobreintensidades. Las bases portafusibles tendrán los mismas características que los fusibles, son bipolares con un solo polo protegido mediante fusible, incorporando en el otro polo una barra de neutro que solo cumple la función de seccionamiento. Hay que tener en cuenta que **este sistema de desconexión no permite la maniobra en carga y es necesario desconectar el interruptor general del generador antes de proceder a la apertura de la base** portafusibles seccionable.

– **Interruptores automáticos magnetotérmicos bipolares.** Cumplen la doble función de proporcionar un sistema de desconexión de la rama y al mismo tiempo incorporar la protección contra sobreintensidades. Es una solución más costosa que las bases portafusibles pero tiene las ventajas de permitir la apertura del circuito en carga y, a diferencia de los fusibles, no necesita reponer ningún componente cuando actúan frente a una sobreintensidad

En el circuito de la **batería de acumuladores** al regulador, sí que pueden aparecer corrientes muy elevadas en caso de cortocircuito. Los conductores de conexión son muy cortos y de mucha sección, y la batería de acumuladores tiene una resistencia interna baja, de forma que la corriente de cortocircuito sólo está limitada por la suma de estas resistencias. Por lo tanto, es necesario instalar una protección contra cortocircuitos, además de disponer algún dispositivo que permita la desconexión de la batería de acumuladores cuando sea necesario. Estas funciones se pueden realizar con:

- **Fusibles** (F_b en la figura 4.15). Es la solución preferente porque es más eficaz frente a las elevadas corrientes de cortocircuito que se pueden presentar. Como este circuito se dimensiona para soportar la corriente de cortocircuito del generador ($I_{G\,sc}$) en condiciones CEM, el calibre del fusible debe estar entre 1,5 y 2 veces dicha corriente y su curva característica puede ser tipo gG. Se pone un solo fusible en el conductor conectado al positivo de la batería. Para **desconectar la batería** de acumuladores se puede utilizar la base portafusibles, **extrayendo el cartucho, abriendo siempre antes los circuitos de entrada de corriente de los módulos fotovoltaicos al regulador y de salida de corriente al inversor o a los circuitos de utilización.**
- **Interruptores automáticos magnetotérmicos.** Tienen que ser específicos para corriente continua. Se utiliza el mismo criterio de dimensionado que con los fusibles pudiéndose utilizar una curva de disparo normal, tipo B. Deben tener una capacidad de ruptura frente a cortocircuitos muy elevada, lo que aumenta el coste de esta solución frente a los fusibles.

4.2. Protección contra sobretensiones

Para la protección contra las sobretensiones que pueden producirse en el generador fotovoltaico por descargas atmosféricas se deben instalar protectores contra sobretensiones en la caja de conexiones del generador, conectados entre el positivo y negativo y la toma de tierra como indica la figura 4.16. Si la distancia entre el generador fotovoltaico y el regulador de carga es superior a 10 metros, también se deben instalar protectores contra sobretensiones en la entrada del regulador de carga.

4.3. Aislamiento y puesta a tierra

Los módulos del generador fotovoltaico y los materiales utilizados en la instalación eléctrica deben tener un aislamiento clase II. Los marcos metálicos de los

módulos y la estructura soporte del generador fotovoltaico estarán conectados a tierra mediante conductor de cobre de sección mínima 16 mm^2.

El generador fotovoltaico trabaja aislado de la toma de tierra en funcionamiento flotante. Si hay un defecto de aislamiento en uno de los conductores del generador, no circula corriente a tierra al no cerrarse el circuito. Sin embargo, si se produce un segundo fallo de aislamiento pueden darse tensiones de contacto peligrosas en las masas. Si se usan tensiones de corriente continua bajas, 12 o 24 V, no es necesario aumentar el nivel de protección. Pero si la tensión del sistema es superior a 24 V se debe instalar un sistema de monitorización del aislamiento de los dos polos del generador que dé una señal de alarma cuando se produzca el primer fallo de aislamiento, para intervenir en la instalación antes de que aparezca el segundo fallo de aislamiento.

4.4. Protección del inversor y los circuitos de utilización

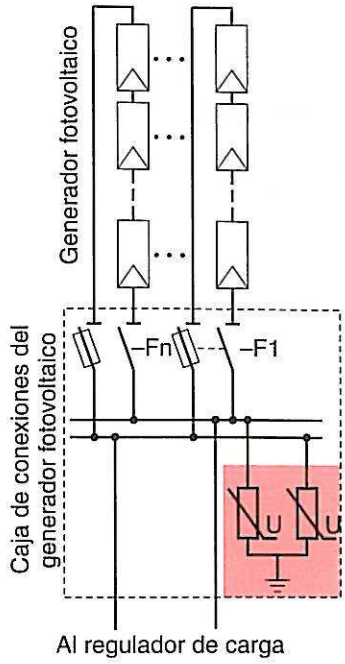
Son circuitos de c.a. y las protecciones son contra sobrecargas y cortocircuitos mediante interruptores automáticos magnetotérmicos y contra contactos directos e indirectos mediante interruptor diferencial. La corriente y la tensión de servicio de estos dispositivos se determinan en función de la potencia y tensiones nominales del inversor. Se recomiendan interruptores diferenciales de alta sensibilidad.

EJEMPLO (continuación y final)

Dimensionar los dispositivos de maniobra y protección del sistema fotovoltaico del proyecto ejemplo.

Solución:

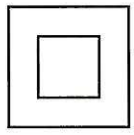
- **Protección del generador**. Hay más de tres módulos en paralelo y es necesaria una protección contra corrientes inversas en cada rama. Como la caja de conexiones del generador fotovoltaico tiene fácil acceso para mantenimiento, se opta por fusibles en bases portafusibles seccionables:
  - Calibre de los fusibles: $I_F = 1{,}5...2 \cdot I_{sc} = 1{,}5...2 \cdot 4{,}65 = 6{,}975...9{,}3$ A
  - Se elige un cartucho fusible de 8 A (gR) cilíndrico de 10 x 38 mm.
  - Su tensión asignada debe ser: $U_F \geq 1{,}2 \cdot U_{G\,oc} = 1{,}2 \cdot 43 = 51{,}6$ V
- **Interruptor general del generador fotovoltaico**. Se pondrá un interruptor que cumpla las siguientes características:
  - Intensidad nominal: $I_n \geq I_{G\,sc} = 37{,}2$ A
  - Tensión nominal: $U_n \geq U_{G\,oc} = 43$ V
- **Protección de la batería de acumuladores**. Se podrá una base portafusibles en el positivo con un fusible de las características siguientes:
  - Calibre de los fusibles: $I_F = 1{,}5...2 \cdot I_{G\,sc} = 1{,}5...2 \cdot 37{,}2 = 55{,}8...74{,}4$ A
  - Se elige un cartucho fusible de 63 A (gG) cilíndrico de 22 x 68 mm.
  - La tensión asignada debe ser: $U_F \geq 1{,}2 \cdot U_{G\,oc} = 1{,}2 \cdot 43 = 51{,}6$ V
- **Protección del inversor**. Se pondrá un interruptor automático bipolar y un interruptor diferencial bipolar de 30 mA de sensibilidad que tienen que cumplir las características de salida del inversor:
  - Intensidad nominal: $I_n \geq I_{inv\,ca} = 4{,}35$ A
  - Tensión nominal: $U_n = 230$ V



↑ **Figura 4.16.** Protección contra sobretensiones del generador fotovoltaico.

saber más

Los materiales de clase II tienen aislamiento doble reforzado y marcados con el símbolo:



↑ **Figura 4.17.** Símbolo de aislamiento clase II.

vocabulario

Español – Inglés

Diodo de bloqueo: *blocking diode*

Fusible: *Fuse*

Interruptor automático magnetotérmico: *thermal magnetic circuit breaker*

Interruptor general: *main switch*

Portafusibles seccionables: *fuse switch disconnect*

Protección contra sobretensiones: *surge protection*

5. Estructuras soporte

caso práctico inicial

En este apartado se describen las estructuras soporte que se emplean los sistemas fotovoltaicos autónomos.

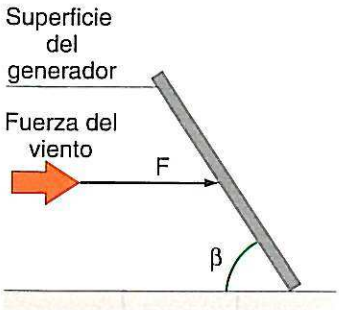
Un componente muy importante en la construcción de un sistema fotovoltaico es la estructura sobre la que se monta el conjunto de módulos fotovoltaicos que forman el generador. La estructura que soporta a un generador fotovoltaico cumple dos funciones:

- Dotar a la estructura del generador de la consistencia mecánica adecuada y un buen sistema de anclaje.
- Proporcionar la orientación e inclinación óptimas para la aplicación diseñada.

Para seleccionar la estructura más adecuada para una aplicación hay que tener en cuenta dónde se va a instalar el generador (sobre suelo, sobre techo, etc.) y los esfuerzos a los que va a estar sometido.

La superficie del generador fotovoltaico se ve expuesta a la acción de los agentes atmosféricos, fundamentalmente la fuerza ejercida por el viento y el peso de la nieve que ocasionalmente se pueda acumular sobre él.

Sobre un generador fotovoltaico (figura 4.18) que está inclinado un ángulo β y normalmente orientado hacia el Sur (en el hemisferio norte), la fuerza ejercida por el viento, en el caso más desfavorable, se producirá con viento procedente del Norte en la parte posterior del generador.



↑ **Figura 4.18.** Fuerza del viento sobre el plano posterior de un generador fotovoltaico.

Tipos de estructuras soporte

Se puede hacer una clasificación de las estructuras soporte de los generadores fotovoltaicos en función de la situación del plano del generador:

- **Sobre suelo** (figura 4.19.a): se emplea en generadores con muchos módulos fotovoltaicos. Presenta la ventaja de la facilidad de montaje por su accesibilidad además de permitir estructuras muy robustas y resistentes. Tiene como inconvenientes la proyección de sombras de unos módulos sobre otros cuando el ángulo de elevación del Sol es reducido y la exposición a actos vandálicos y robos, lo que obliga en muchos casos a proteger la instalación con cerramientos metálicos. Este tipo de estructura no es adecuado para lugares con nevadas frecuentes que pueden tapar parcialmente la superficie inferior del generador, a menos que se eleve una altura prudencial sobre el suelo.
- **Sobre mástil** (figura 4.19.b): se emplea en generadores pequeños de poca superficie (uno o dos módulos) y en instalaciones que necesitan por su función un poste o mástil, como en antenas repetidoras, farolas, etc.
- **Sobre pared** (figura 4.19.c): sistema muy apropiado para instalaciones en viviendas o edificios con alguna fachada orientada al Sur. Tiene como ventajas la simplicidad de la estructura, puesto que se aprovecha la fachada como elemento de soporte principal, y la protección contra el viento, al estar la zona posterior de los módulos a resguardo.
- **Sobre tejado o cubierta** (figura 4.19.d): si se dispone de una cubierta horizontal la instalación es muy sencilla, siendo similar a una instalación sobre el suelo. Si la instalación es sobre una cubierta inclinada, se debe situar el plano del generador paralelo a la pendiente del tejado, para facilitar el uso de rieles en el montaje de los módulos. Es necesario dejar espacio para la circulación de aire entre generador y cubierta para facilitar la evacuación del calor producido en los módulos. Puede presentar problemas en zonas de nevadas frecuentes.

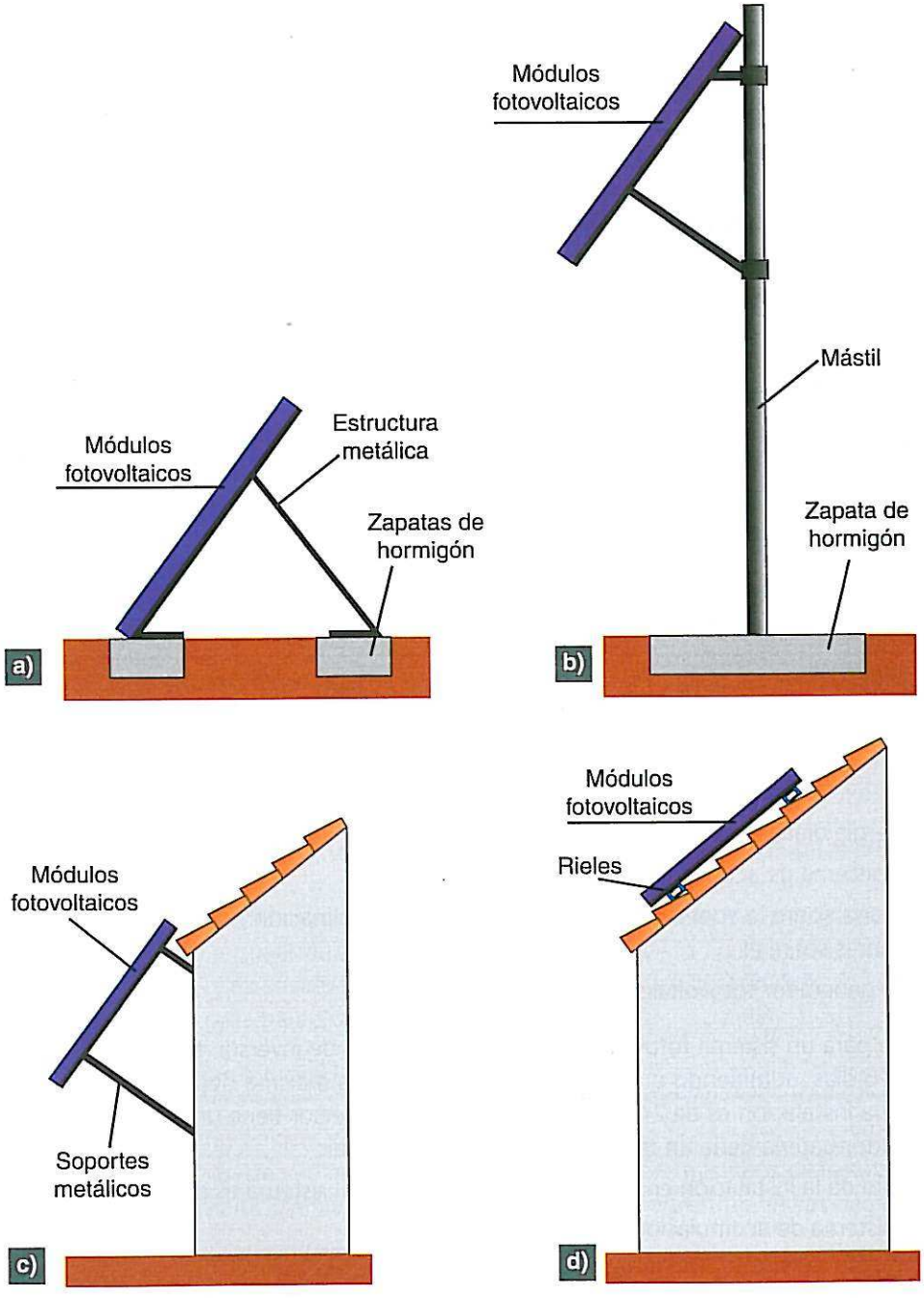
prevención de riesgos laborales (PRL)

Los trabajos sobre cubiertas son considerados por las disposiciones legales, según especifica el R.D. 1627/1997 de obras de construcción, como trabajos con riesgos especiales, motivados por factores como:

1. La altura e inclinación del tejado.
2. La consistencia del mismo.
3. El estado de sujección o deslizamiento.

Requiere que la cubierta sobre la que se instala el generador tenga orientación sur, además de presentar una inclinación lo más cercana a la inclinación óptima que demande el uso de la instalación.

Todos los **materiales empleados en la construcción y fijación de las estructuras soporte** deben seleccionarse teniendo en cuenta que van a estar a la intemperie y que tienen que tener una vida media superior a 30 años. Para la construcción de las estructuras normalmente se emplea aluminio y/o acero inoxidable y en algunas estructuras prefabricadas también se utiliza la fibra de vidrio. Para la tornillería y otros elementos de fijación se debe utilizar acero inoxidable.



↑ **Figura 4.19.** Tipos de estructuras soporte.
a) Sobre suelo. b) Sobre mástil. c) Sobre pared. d) Sobre tejado.

prevención de riesgos laborales (PRL)

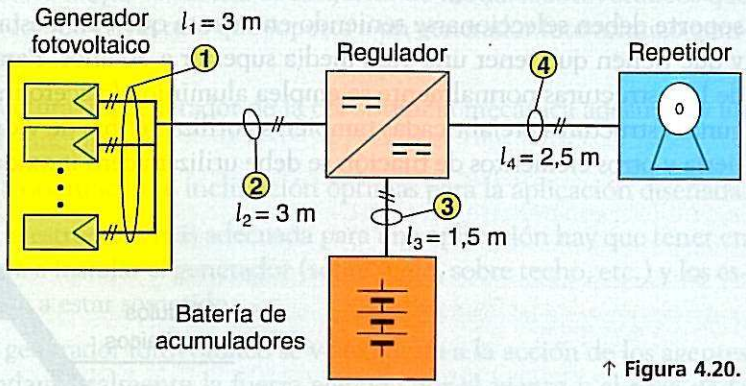
En las instalaciones fotovoltaicas, los equipos de protección individual (EPI) a utilizar serán los apropiados para trabajo en altura (para el caso de instalaciones en cubierta) y con circuitos bajo tensión:

- Casco de seguridad contra choques e impactos como barbuquejo.
- Gafas de protección.
- Guantes de trabajo.
- Guantes dieléctricos para baja tensión.
- Arnés de seguridad y línea de vida.
- Ropa de protección para el mal tiempo.
- Botas de seguridad con puntera reforzada y suela aislante y antideslizante.
- Bolsa portaherramientas.

ACTIVIDADES FINALES

■ 1. La figura 4.20 muestra el esquema unifilar con los datos de longitud de la instalación de conexionado del sistema fotovoltaico objeto del proyecto de la práctica profesional

Calcular las secciones de cada tramo de la instalación teniendo en cuenta la siguiente información:



↑ **Figura 4.20.**

- Todos los tramos se realizan con cables en el interior de conductos cerrados.
- En todos los tramos se utilizan cables con aislamiento termoestable para una temperatura de servicio de 90 °C.
- La temperatura ambiente puede alcanzar 50 °C.
- Ningún tramo de la instalación queda expuesto a la radiación solar.

■ 2. Se quiere instalar un sistema fotovoltaico autónomo para alimentar una vivienda de uso veraniego, meses de junio, julio y agosto, situada en Cuenca, que tiene el siguiente inventario de consumos (tabla 4.11):

Receptor	Tensión	Cantidad	Potencia (W)(2)	Uso diario (h)
Lámparas compactas	230 V c.a.	5	11	1,5
Televisión	230 V c.a.	1	110	3
Frigorífico	230 V c.a.	1	95	820(1)
Ordenador portátil	230 V c.a.	1	90	2
Otros	230 V c.a.	——	350	2,5

(1) Se indica la energía diaria, en Wh.
(2) En los receptores con factor de potencia distinto de la unidad el dato es de la potencia aparente.

↑ **Tabla 4.11.**

Calcular:

a) El valor medio de la energía diaria necesaria en el sistema.

b) La tensión nominal del sistema de acumulación.

c) La irradiación global diaria sobre la superficie del generador para la inclinación más apropiada suponiendo que no hay sombras sobre él.

d) La potencia mínima del generador fotovoltaico.

■ 3. El sistema de acumulación para un sistema fotovoltaico autónomo provisto de inversor, tiene que proporcionar una autonomía de 6 días, admitiendo una profundidad de descarga máxima del 70%. La energía media diaria que absorbe la instalación es de 240 Wh. Sabiendo que el inversor tiene un rendimiento del 85% y el conjunto regulador-batería tiene un rendimiento del 80%, calcular:

a) El consumo medio diario de la instalación en Ah si la tensión nominal del sistema es de 12 V.

b) La capacidad total del sistema de acumulación.

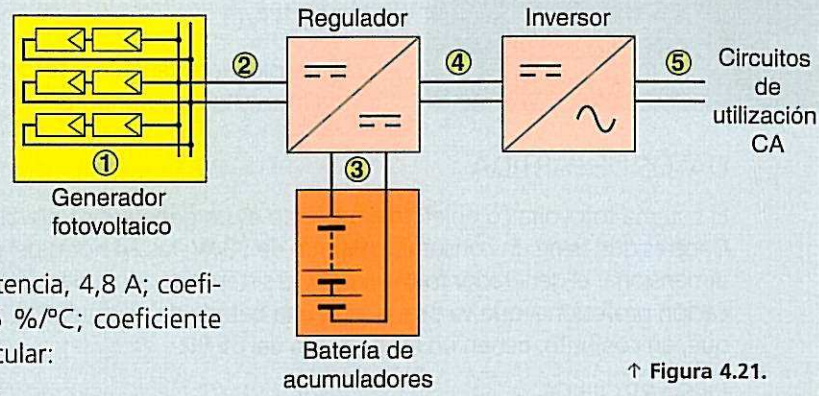
■ 4. Un sistema fotovoltaico autónomo proporciona energía a un sistema de señalización aérea que funciona 12 horas diarias absorbiendo 96 W. La tensión nominal del sistema es de 24 V y debe tener una autonomía

de 10 días con una profundidad de descarga del 50 %. La temperatura ambiente en el local donde está instalado el sistema de acumulación puede alcanzar 5 °C en invierno y el rendimiento del conjunto regulador-batería es de un 85%. Calcular:

a) El consumo medio diario de la instalación en Ah.

b) La capacidad total del sistema de acumulación.

■ 5. El sistema fotovoltaico de la figura 4.21 esta compuesto con módulos fotovoltaicos de 72 células de las siguientes características: potencia máxima, 170 W; tensión de circuito abierto, 44,3 V; intensidad de cortocircuito, 5,2 A; tensión en el punto de máxima potencia, 35,6 V; intensidad en el punto de máxima potencia, 4,8 A; coeficiente intensidad-temperatura 0,065 %/°C; coeficiente tensión-temperatura -0,35 %/°C. Calcular:



↑ **Figura 4.21.**

a) Potencia del generador fotovoltaico.

b) Tensión de circuito abierto e intensidad de cortocircuito del generador.

c) Tensión e intensidad en el punto de máxima potencia del generador.

■ 6. Con los datos obtenidos en la actividad anterior, determinar los siguientes parámetros del regulador de carga:

a) Tensión nominal del sistema de acumulación.

b) Intensidad nominal en la entrada.

c) Tensión máxima en la entrada.

■ 7. Para el sistema fotovoltaico de la actividad 5, determinar los siguientes parámetros del inversor:

a) Tensión nominal de entrada.

b) Potencia nominal del inversor y potencia de pico que tiene que soportar si el frigorífico duplica su potencia en el arranque del compresor durante 0,5 segundos.

■ 8. Para la instalación de sistema de la figura 4.21 se han obtenido los datos de longitud de cada tramo: $l_1 = 4$ m; $l_2 = 3$ m; $l_3 = 1$ m; $l_4 = 1$ m; $l_5 = 3$ m. Para el inversor se puede suponer que tiene una potencia nominal de 700 VA, salida monofásica de 230 V y un rendimiento del 85%. La instalación se prevé realizarla con cable con aislamiento termoestable para una temperatura de servicio de 90 °C. La temperatura ambiente puede alcanzar lo 60 °C y no se prevén tramos de la instalación expuestos a la radiación solar. Calcular la sección más apropiada para cada tramo de la instalación.

entra en internet

■ 9. Los siguientes enlaces corresponden a empresas que hacen proyectos de instalaciones fotovoltaicas de diferentes tipos. Haz un resumen con información sobre tres tipos de instalaciones aisladas de la red que hayan realizado incluyendo alguna imagen de las que muestran en sus páginas web que ilustre los ejemplos.

- http://www.atersa.com
- http://www.isofoton.com
- http://www.photowatt.com/es/

PRÁCTICA PROFESIONAL

HERRAMIENTAS

- Ordenador
- Reglamento Electrotécnico para BT
- Catálogos técnicos

MATERIAL

- Papel

Proyecto de un sistema fotovoltaico para alimentar un repetidor de TV

OBJETIVO

Dimensionar el generador fotovoltaico y el sistema de acumulación para un sistema fotovoltaico autónomo.

DATOS DE PARTIDA

El sistema fotovoltaico objeto del proyecto es un generador fotovoltaico para un repetidor de televisión situado en Cáceres que tiene un consumo continuo de 30 W, las 24 horas del día, con una tensión nominal de 24 V. Se quiere dimensionar el generador fotovoltaico y el sistema de acumulación teniendo en cuenta que la instalación es una aplicación profesional que va provista de una batería de acumuladores sin mantenimiento con un regulador de carga que, en conjunto, tienen un rendimiento del 85 %.

DESARROLLO

1. Generador fotovoltaico

Se recopilan datos sobre el lugar de instalación. De la tabla 1.3, unidad 1, se obtiene que el mes de menor irradiación para Cáceres es diciembre, estableciéndose como periodo de diseño ese mes. De la misma tabla obtenemos el dato de la latitud de Cáceres, $\phi = 39{,}48°$ y el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano horizontal para el periodo de diseño (diciembre) es $G_{dm}(0) = 1{,}63$ kWh /(m^2 · día).

- La orientación del generador, al estar en el hemisferio norte, debe ser $\alpha = 0°$.
- En la tabla 4.3, para el periodo de diseño, diciembre, obtenemos:
  - Inclinación óptima: $\beta_{opt} = \phi + 10 = 39{,}48 + 10 \approx 50°$
  - Constante para el periodo de diseño: $K = 1{,}7$
- El generador va a tener inclinación óptima luego el factor de irradiación FI vale 1.
- En ausencia de sombras, el factor de sombreado FS también vale 1.
- Valor medio mensual de irradiación global diaria sobre la superficie del generador:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS = 1{,}63 \cdot 1{,}7 \cdot 1 \cdot 1 = 2{,}771 \text{ kWh/m}^2 = 2.771 \text{ Wh/m}^2$$

- La instalación es un sistema con batería de acumuladores y regulador luego el rendimiento energético de la instalación es $PR = 0{,}7$.
- Potencia mínima del generador fotovoltaico:
  - Consumo de energía diario del repetidor: $W_d = 30 \cdot 24 = 720$ Wh
  - Potencia mínima del generador: $P_{G\,min} = \dfrac{W_d \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR} = \dfrac{720 \cdot 1.000}{2.771 \cdot 0{,}7} = 371{,}2$ W
  - La potencia máxima del generador no sobrepasará el 20% del valor de $P_{G\,mín}$ calculado. En este caso:

$$P_{G\,mín} \leq P_G \leq 1{,}2 \cdot P_{G\,mín} \rightarrow 371{,}2 \text{ W} \leq P_G \leq 1{,}2 \cdot 371{,}2 = 445{,}44 \text{ W}$$

- Como la tensión del sistema de acumulación es 24 V habrá que elegir un módulo fotovoltaico con esta tensión nominal. En la tabla tabla 1.5. (Recopilación de características técnicas de módulos fotovoltaicos de diferentes fabricantes) del apartado Mundo Técnico de la unidad 1, se selecciona un módulo de 72 células (24 V de tensión nomi-

nal), en este caso el módulo Siemens SM110/24 que tiene las siguientes características: $P_{máx}$: 110 W; U_{oc}: 43,5 V; I_{sc}: 3,45 A; U_{mpp}: 35 V; I_{mpp}: 3,15 A; α: 0,04 %/ºC; β: –0,34 %/ºC.

- Número de módulos a conectar para conseguir la potencia mínima prevista:

$$N_p \cdot N_s \geq \frac{P_{G\,min}}{P_{max}} = \frac{371,2}{110} = 3,37 \approx 4 \text{ módulos}$$

El generador tendrá cuatro ramas conectadas en paralelo ($N_p = 4$) con un único módulo por rama ($N_s = 1$) puesto que la tensión del generador es igual a la tensión de un módulo. Con estos datos, los parámetros del generador son:

- Potencia resultante del generador: $P_{G\,máx} = N_p \cdot P_{máx} = 4 \cdot 110 = 440$ W
- Se comprueba que no sobrepasará el 20% del valor de $P_{G\,mín}$: $440 < 1,2 \cdot 371,2 = 445,44$ W
- Tensión de circuito abierto del generador: $U_{G\,oc} = N_s \cdot U_{oc} = 1 \cdot 43,5 = 43,5$ V
- Intensidad de cortocircuito del generador: $I_{G\,sc} = N_p \cdot I_{sc} = 4 \cdot 3,45 = 13,8$ A
- Tensión máxima del generador: $U_{G\,mpp} = N_s \cdot U_{mpp} = 1 \cdot 35 = 35$ V
- Intensidad máxima del módulo: $I_{mpp} = 3,15$ A
- Intensidad máxima del generador: $I_{G\,mpp} = N_p \cdot I_{mpp} = 4 \cdot 3,15 = 12,6$ A

2. Sistema de acumulación

- Para la localidad de instalación según la tabla 4.4 el número de días de autonomía para una aplicación profesional es $A = 6$ días.
- El rendimiento del conjunto regulador y batería es $\eta_{rb} = 85$ %.
- Para la profundidad de descarga se toma el valor por defecto en aplicaciones profesionales $PD_{máx} = 50\%$.
- Se supone que no se dan condiciones de baja temperatura para tenerlas en consideración.

Se calcula primero el consumo medio diario en Ah: $Q_d = \frac{W_d}{U_n} = \frac{720}{24} = 30$ Ah/día

La capacidad total de la batería de acumuladores para descarga en 20 horas es:

$$C_n = \frac{Q_d \cdot A}{PD_{máx} \cdot \eta_{rb}} = \frac{30 \cdot 6}{0,5 \cdot 0,85} = 423,5 \text{ Ah}$$

Comprobamos que cumple la condición $C_n < 25 \cdot I_{G\,sc}$, sabiendo que $I_{G\,sc} = 13,8$ A:

$C_n < 25 \cdot I_{G\,sc} \rightarrow 423,5 < 25 \cdot 13,8 = 345$ Ah

Vemos que no se cumple. Para disminuir la probabilidad de pérdida de carga de la batería de acumuladores habría que sobredimensionar el generador fotovoltaico para ajustarse a la relación anterior instalando 5 módulos que proporcionarían:

$I_{G\,sc} = N_p \cdot I_{sc} = 5 \cdot 3,45 = 17,25$ A

Con esta corriente de cortocircuito de cumple la condición:

$C_n < 25 \cdot I_{G\,sc} \rightarrow 423,5 < 25 \cdot 17,25 = 431,25$ Ah

Dado el valor de capacidad total, la batería de acumuladores se tiene que formar conectando en serie elementos de 2 V para conseguir la tensión nominal U_n de 24 V. Por lo tanto el número de elementos a conectar en serie es:

$$N_{bs} = \frac{U_n}{U_b} = \frac{24}{2} = 12 \text{ elementos}$$

No es necesario agrupar ramas en paralelo.

MUNDO TÉCNICO

Esquema de un sistema fotovoltaico autónomo

SÍMBOLO	TIPO	MARCA
-C1	12 acumuladores OPzS Solar 1080 de 2 V – 940 Ah	Exide
-F1...F8	Secc. ref. 481233 con c/c ref. 420208 de 8 A gR + neutro 431000	DF Electric
-F9	Secc. ref. 480090 con c/c ref. 422163 de 63 A gG	DF Electric
-G1	8 módulos PW1400 en paralelo	Photowatt
-Q1	Intp. secc. KG80C T206/D–P003 STM de 63 A	Kraus&Naimer
-Q2	Intp. aut. diferencial bipolar ref. 08622 de 25 A y 30 mA	Photowatt
-Q3	Intp. aut. magnetotérmico I+N ref. 06423 de 6 A	Legrand
-Q4	Intp. aut. magnetotérmico I+N ref. 06421 de 3 A	Legrand
-Q5	Intp. aut. magnetotérmico I+N ref. 06420 de 2 A	Legrand
-Q6	Intp. aut. magnetotérmico I+N ref. 06420 de 2 A	Legrand
-Q7	Intp. aut. magnetotérmico I+N ref. 06420 de 2 A	Legrand
-T1	Regulador C60 24 V – 60 A	Conergy
-T2	Inversor Mic 1000 1 kVA – 24 V CC / 230 V CA	Xantrex
-W1	Bandeja 60 x 100 mm c/tapa ref. 66101-44 +	Unex
	+ 8 (1x4 mm²) ZZ-F(AS) 0,6/1 kV	General Cable
-W2	Tubo metálico flexible de 40 mm ref. 22036 +	Interflex
	+ 2 (1x35 mm²) ZZ-F(AS) 0,6/1 kV	General Cable
-W3	Canaleta cerrada de 40 x 90 mm ref. 73072-2 +	Unex
	+ 2 (1x10 mm²) RZ1-K(AS) 0,6/1 kV	General Cable
-W4	Canaleta cerrada de 40 x 90 mm ref. 73072-2 +	Unex
	+ 2 (1x 50 mm²) RZ1-K(AS) 0,6/1 kV	General Cable
-W5	Canaleta cerrada de 40 x 90 mm ref. 73072-2 +	Unex
	+ 2 (1x2,5 mm²) RZ1-K(AS) 0,6/1 kV	General Cable

Diseñado por M.A.R. | Revisado por D.R.F. | Nombre de archivo Instalación Eléctrica.dwg | Fecha 01/02/10 | Escala s/e

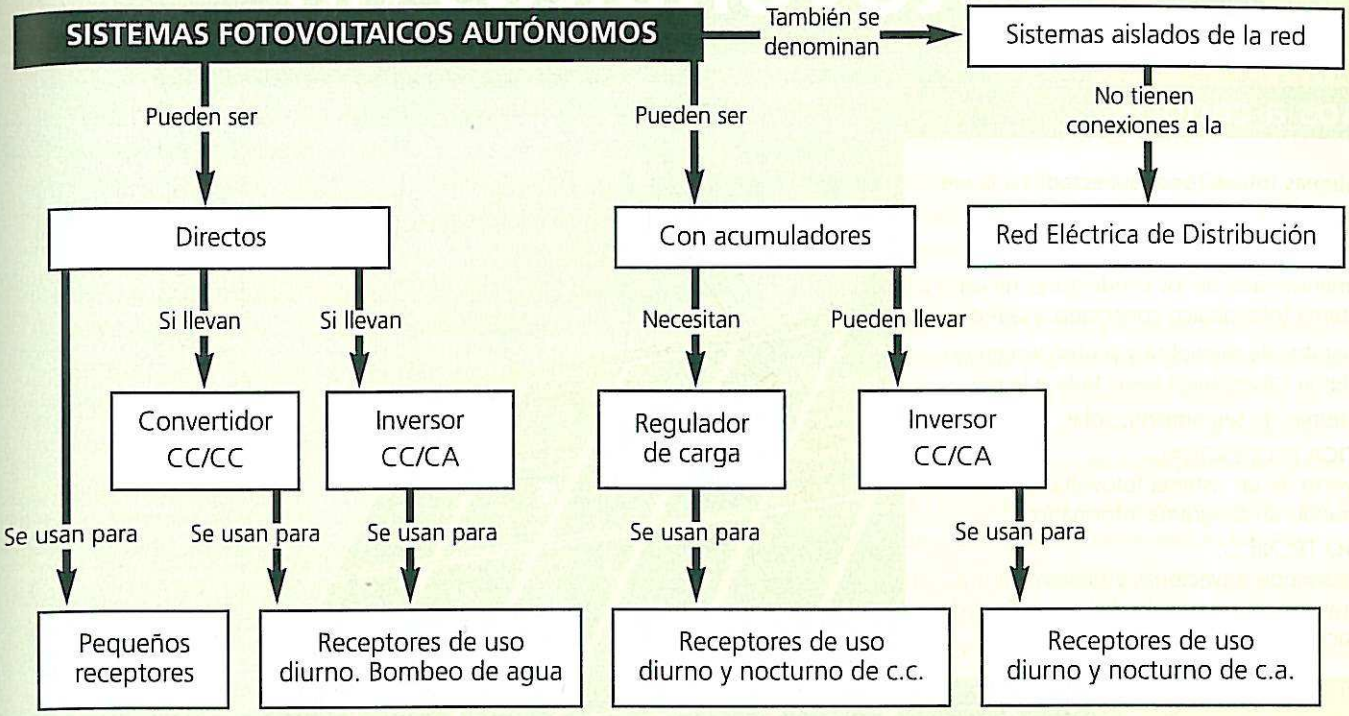
Instalaciones ISFV, S.L.

Casa Rural en Requena

Instalación eléctrica del Generador Fotovoltaico

↑ **Figura 4.22.** Esquema de la instalación del sistema fotovoltaico autónomo del proyecto ejemplo desarrollado en los apartados 2, 3 y 4 de esta unidad.

EN RESUMEN



EVALÚA TUS CONOCIMIENTOS

1. Los días de autonomía del sistema de acumulación de un sistema fotovoltaico autónomo dependen de:

a) Si la aplicación es profesional o doméstica.

b) La localidad donde se ubica el sistema.

c) Las dos respuestas anteriores son ciertas.

2. La capacidad del sistema de acumulación de un sistema fotovoltaico no debe sobrepasar:

a) 25 veces la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico.

b) 10 veces las intensidad absorbida por el circuito de utilización.

c) El doble de la intensidad máxima del generador.

3. Una estructura soporte de tipo mástil se emplea normalmente para generadores fotovoltaicos:

a) De pequeño tamaño.

b) De instalaciones que para su función necesitan este tipo de soporte.

c) Las dos respuestas anteriores son ciertas.

4. Para calcular las secciones de los conductores de un sistema fotovoltaico hay que multiplicar todas las intensidades por:

a) 1,3.

b) 2.

c) 1,25.

5. Los fusibles de protección de un generador fotovoltaico deben tener una característica de disparo:

a) aM.

b) gG.

c) gR.

6. La sección de los conductores de un sistema fotovoltaico se calcula en función de:

a) La máxima caída de tensión, el calentamiento de los conductores y la intensidad de cortocircuito.

b) La máxima caída de tensión y el calentamiento de los conductores.

c) La máxima caída de tensión en los conductores.

5 Instalaciones fotovoltaicas (II)

vamos a conocer...

1. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red
2. Proyecto de un sistema fotovoltaico conectado a la red
3. Dimensionado de los conductores de un sistema fotovoltaico conectado a la red
4. Aparatos de maniobra y protección en un sistema fotovoltaico conectado a la red
5. Sistemas de seguimiento solar

PRÁCTICA PROFESIONAL
Proyecto de un sistema fotovoltaico utilizando un programa informático

MUNDO TÉCNICO
Diagrama de trayectorias y tablas de referencia para el cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

y al finalizar esta unidad...

- Identificarás los tipos de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- Interpretarás la información necesaria para el proyecto de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- Calcularás los componentes de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- Seleccionarás los componentes apropiados para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- Describirás los aparatos de maniobra y protección necesarios en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- Identificarás los tipos de seguidores solares utilizados en los sistemas fotovoltaicos.

CASO **PRÁCTICO** INICIAL

situación de partida

Marisa trabaja en la empresa HenaresSolar que dedica su actividad principalmente a la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Desarrolla su trabajo como Técnico Electricista en la oficina de proyectos de la empresa dentro de un equipo de trabajo donde colabora en el cálculo de instalaciones mediante programas informáticos, en la planificación de los procesos de montaje y en la elaboración de documentación técnico-administrativa.

Algunas de las gestiones y documentación que tienen que realizar cuando se afronta el proyecto y la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red son:

- Petición del punto de conexión a la compañía eléctrica correspondiente, realizando la documentación necesaria y las gestiones correspondientes para obtenerlo.
- Tramitación de la Inscripción en el Registro de Preasignación de Potencia del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.
- Inscripción de la instalación en el Registro de Productores de Energía Eléctrica en Régimen Especial.
- Consecución de los correspondientes permisos en el Ayuntamiento donde se localiza la instalación, realizando para ello la documentación y las gestiones necesarias.
- Realización del Proyecto Técnico de la instalación y legalización del mismo en el correspondiente Colegio de Ingenieros o de la Memoria Técnica de diseño si la potencia de la instalación es igual o inferior a 10 kW.
- Ejecutar la dirección de la obra y su realización material, gestionando el suministro de cuantos materiales sean necesarios para conseguir la funcionalidad proyectada incluyendo los módulos fotovoltaicos y sus soportes, el inversor, los cableados eléctricos de c.c. y c.a. y sus canalizaciones y las correspondientes protecciones.
- Obtención del certificado de la instalación eléctrica por el organismo correspondiente de la Comunidad Autónoma.
- Realización del contrato de venta de la energía producida con la compañía eléctrica, para posibilitar la facturación de la misma al valor de la prima en vigor para el tipo de instalación realizado.
- Inscripción definitiva de la instalación en el Registro de Productores de Energía Eléctrica en Régimen Especial.

estudio del caso

Antes de empezar a leer esta unidad de trabajo, puedes contestar las dos primeras preguntas. Después analiza cada punto del tema, con el objetivo de contestar al resto de las preguntas de este caso práctico.

1. ¿Cuáles son los principales inconvenientes que plantea la protección eléctrica de un generador fotovoltaico?
2. ¿Qué función realiza el inversor en un sistema fotovoltaico?
3. ¿Qué es un sistema fotovoltaico conectado a la red?
4. ¿Cuáles son los componentes característicos de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red?
5. ¿Cómo se dimensiona un generador fotovoltaico para un sistema conectado a la red?
6. ¿Cómo se dimensiona el inversor en un sistema fotovoltaico conectado a la red?
7. ¿Cómo influyen las sombras en la producción de energía eléctrica de un sistema fotovoltaico?
8. ¿En qué lugares se pueden instalar sistemas fotovoltaicos conectados a la red?
9. ¿Qué es un sistema de seguimiento solar?

España encabeza la clasificación de los países europeos con mayor potencia instalada de plantas de generación fotovoltaica. De las diez primeras plantas de generación con mayor potencia de pico, ocho son españolas, una alemana y una portuguesa. La planta fotovoltaica de Olmedilla de Alarcón (Cuenca) es la planta con mayor potencia de pico, 60 MW, seguida de la planta de Puertollano (Ciudad Real) con 47 MW y en tercer lugar la planta de Moura (Alentejo - Portugal) con 46 MW.

Fuente: PV Resources.com. Annual review 2008. Large-scale photovoltaic power plants.

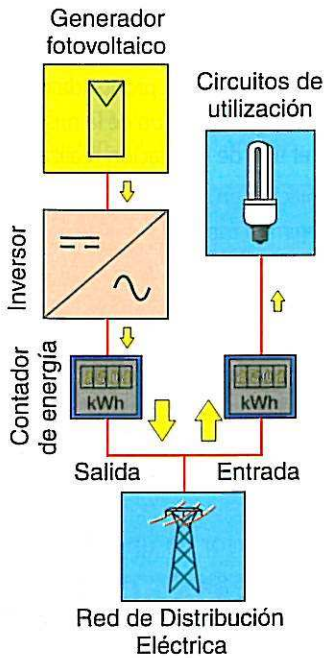
1. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

caso práctico inicial

En este apartado se describe un sistema fotovoltaico conectado a la red, sus componentes caracterísiticos y los lugares en los que se instalan estos generadores.

Un sistema fotovoltaico para conexión a la red (figura 5.1) está constituido básicamente por un generador fotovoltaico y un inversor que convierte la corriente continua del generador en corriente alterna con la tensión y la frecuencia (230 V – monofásica, 400 V – trifásica, 50 Hz) requeridas por las compañías eléctricas. Además, debe incluir las protecciones eléctricas correspondientes. Toda la energía eléctrica producida se envía a la red de distribución eléctrica donde es comprada por las compañías distribuidoras de electricidad.

La energía necesaria para el consumo se tiene que extraer de la red comprándola a la compañía distribuidora de electricidad. Es necesario disponer de un sistema de medida de energía eléctrica que contabilice la energía que sale y la energía que entra. El usuario compra la energía eléctrica que consume a la compañía distribuidora al precio establecido y además es propietario de un sistema generador de electricidad que puede facturar los kWh producidos a un precio superior.



↑ **Figura 5.1.** Sistema fotovoltaico para conexión a la red. Constitución básica.

En España **no está permitida la combinación de generación autónoma y conexión a la red** de un sistema fotovoltaico. En un futuro se prevé esta posibilidad. Un usuario que instalase un generador fotovoltaico en su tejado podría consumir la energía que produjese vendiendo el sobrante a la red. Esto induciría al ahorro de energía por parte del usuario, pues cuanto menos consumiese más dispondría para vender. Por otro lado, en los meses de verano, durante las horas punta de consumo eléctrico, favorecería el autoconsumo y disminuiría considerablemente la demanda de energía a través de la red eléctrica.

El requisito imprescindible para instalar un sistema fotovoltaico conectado a la red es disponer de un espacio en un edificio, nave industrial, o en cualquier otro lugar libre de sombras para ubicar el generador fotovoltaico.

En función del lugar de instalación del generador fotovoltaico se pueden distinguir tres tipos de sistemas conectados a la red eléctrica:

- **Tejados de viviendas:** se utiliza la superficie de un tejado (figura 5.2) para instalar sobre ella los módulos fotovoltaicos del generador. Son sistemas sencillos de instalar por su concepción modular y el peso de los módulos no suele suponer una carga excesiva para cualquiera de los tejados existentes.

↑ **Figura 5.2.** Sistema fotovoltaico instalado en el tejado de una vivenda.

Por sus características y la actual reglamentación en España, se prevé que sea la aplicación más extendida en los próximos años.

- **Plantas de generación:** son aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas para otros usos o sobrepuestas en grandes cubiertas de áreas urbanas (naves industriales, aparcamientos, zonas comerciales, áreas deportivas, etc.).

En este tipo de sistemas para aumentar la capacidad de producción se pueden utilizar sistemas de seguimiento solar.

↑ **Figura 5.3.** Placas solares integradas en la cubierta de un estadio.

- **Integración en edificios:** son aplicaciones donde se sustituyen elementos arquitectónicos convencionales por nuevos elementos arquitectónicos que incluyen el elemento fotovoltaico, y que por lo tanto son generadores de energía, aunque es prioritario el nivel de integración del elemento fotovoltaico en la estructura del edificio. A veces es necesario sacrificar parte del rendimiento energético por mantener la estética del edificio.

La integración de sistemas fotovoltaicos en edificios, con aportaciones energéticas en las horas punta, contribuye a reducir la producción diurna de energía por medios convencionales.

Ejemplos de aplicaciones de integración en edificios son: recubrimiento de fachadas (figura 5.4) , muros cortina, parasoles en fachada, pérgolas, lucernarios en cubiertas (figura 5.3), lamas en ventanas, tejas.

Para mejorar la integración del elemento fotovoltaico en los edificios es necesario tenerlo en cuenta desde el inicio de su diseño, de esta manera se mejora el aspecto exterior y el coste del edificio al poder sustituir elementos convencionales por los elementos fotovoltaicos.

↑ **Figura 5.4.** Sistema fotovoltaico integrado en una fachada (Schott Solar).

2. Proyecto de un sistema fotovoltaico conectado a la red

caso práctico inicial

En este apartado se explica cómo se dimensiona un generador fotovoltaico para un sistema conectado a la red.

Las condiciones técnicas que se proponen en los siguientes apartados para el diseño de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red están basadas en las elaboradas por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) en el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red que se incluye en la convocatoria de ayudas del Plan de Fomento de las Energías Renovables.

El primer paso en un proyecto de un sistema fotovoltaico conectado a la red es determinar la potencia máxima o de pico del generador fotovoltaico.

La potencia de pico del generador fotovoltaico se calcula a partir de:

- El cumplimiento de la exigencia básica HE 5, denominada «Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica» fijada por el Código Técnico de la Edificación (CTE)
- La superficie disponible para la instalación del generador fotovoltaico.

La segunda opción estará condicionada por la inversión económica máxima que se quiera hacer, teniendo en cuenta que actualmente (año 2010) el coste del kWp está en torno a los 4.000 €/ kWp, y por la compañía eléctrica que tiene que absorber la producción de electricidad del generador y que tiene que conceder el permiso de conexión a la red.

Una vez calculada la potencia del generador fotovoltaico, y en función de ella, se calcula la potencia del inversor. La **potencia nominal del inversor, o la suma de las potencias nominales de los inversores en aquellos casos en que se instalen varios, es la potencia nominal del sistema fotovoltaico** y tiene la consideración de **potencia instalada** en todo lo referido al REBT.

2.1. Potencia de pico del generador por cumplimiento de la HE 5 del CTE

saber más

La **potencia máxima** especificada en condiciones estándar de medida (CEM – STC: Standard Test Conditions) que son: temperatura de las células 25 °C e irradiancia 1.000 W/m^2 con espectro AM1,5, también se denomina **potencia de pico** del **módulo fotovoltaico**.

La definición también es aplicable a la **potencia máxima o de pico** de un generador fotovoltaico.

El Código Técnico de la Edificación (CTE) que es el marco normativo por el que se regulan las exigencias básicas de calidad que deben cumplir los edificios y sus instalaciones en España, prescribe un conjunto de exigencias básicas de ahorro de energía (artículo 15). En concreto, en la exigencia básica HE 5, denominada «Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica» establece que «en los *edificios* que así se establezca en este CTE se incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar en energía eléctrica por procedimientos fotovoltaicos para uso propio o suministro a la red. Los valores derivados de esta exigencia básica tendrán la consideración de mínimos, sin perjuicio de valores más estrictos que puedan ser establecidos por las administraciones competentes y que contribuyan a la sostenibilidad, atendiendo a las características propias de su localización y ámbito territorial».

Ámbito de aplicación

Los edificios de los usos indicados en la tabla 5.1 incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar por procedimientos fotovoltaicos cuando **superen** los límites de aplicación establecidos en dicha tabla.

Tipo de uso	Límite de aplicación
Hipermercado	5.000 m^2 construidos
Multitienda y centros de ocio	3.000 m^2 construidos
Nave de almacenamiento	10.000 m^2 construidos
Administrativos	4.000 m^2 construidos
Hoteles y hostales	100 plazas
Hospitales y clínicas	100 camas
Pabellones de recintos feriales	10.000 m^2 construidos

↑ **Tabla 5.1.** Ámbito de aplicación.

La potencia eléctrica mínima determinada en aplicación de esta exigencia básica se puede disminuir o suprimirse justificadamente, si se cubre la producción eléctrica estimada mediante el aprovechamiento de otras fuentes de energías renovables o si el emplazamiento no cuenta con suficiente acceso al sol por barreras insalvables y no se puedan aplicar soluciones alternativas o cuando existan limitaciones en la rehabilitación de edificios, por la normativa urbanística aplicable o por protección histórico-artística.

Determinación de la potencia a instalar

La potencia de pico a instalar se calculará mediante la siguiente fórmula:

[1] $P_{máx} = C\,(A \cdot S + B)$

$P_{máx}$: potencia máxima o de pico a instalar [kW].

A y B: coeficientes definidos en la tabla 5.2 en función del uso del edificio [kW/m^2 y kW respectivamente].

C: coeficiente definido en la tabla 5.3 en función de la zona climática establecida (ver figura 5.5) [sin unidades].

S: superficie construida del edificio [m^2].

Tipo de uso	A (kW/m^2)	B (kW)
Hipermercado	0,001875	–3,13
Multitienda y centros de ocio	0,004688	–7,81
Nave de almacenamiento	0,001406	–7,81
Administrativo	0,001223	1,36
Hoteles y hostales	0,003516	–7,81
Hospitales y clínicas privadas	0,000740	3,29
Pabellones de recintos feriales	0,001406	–7,81

↑ **Tabla 5.2.** Coeficientes de uso.

Zona climática	C
I	1
II	1,1
III	1,2
IV	1,3
V	1,4

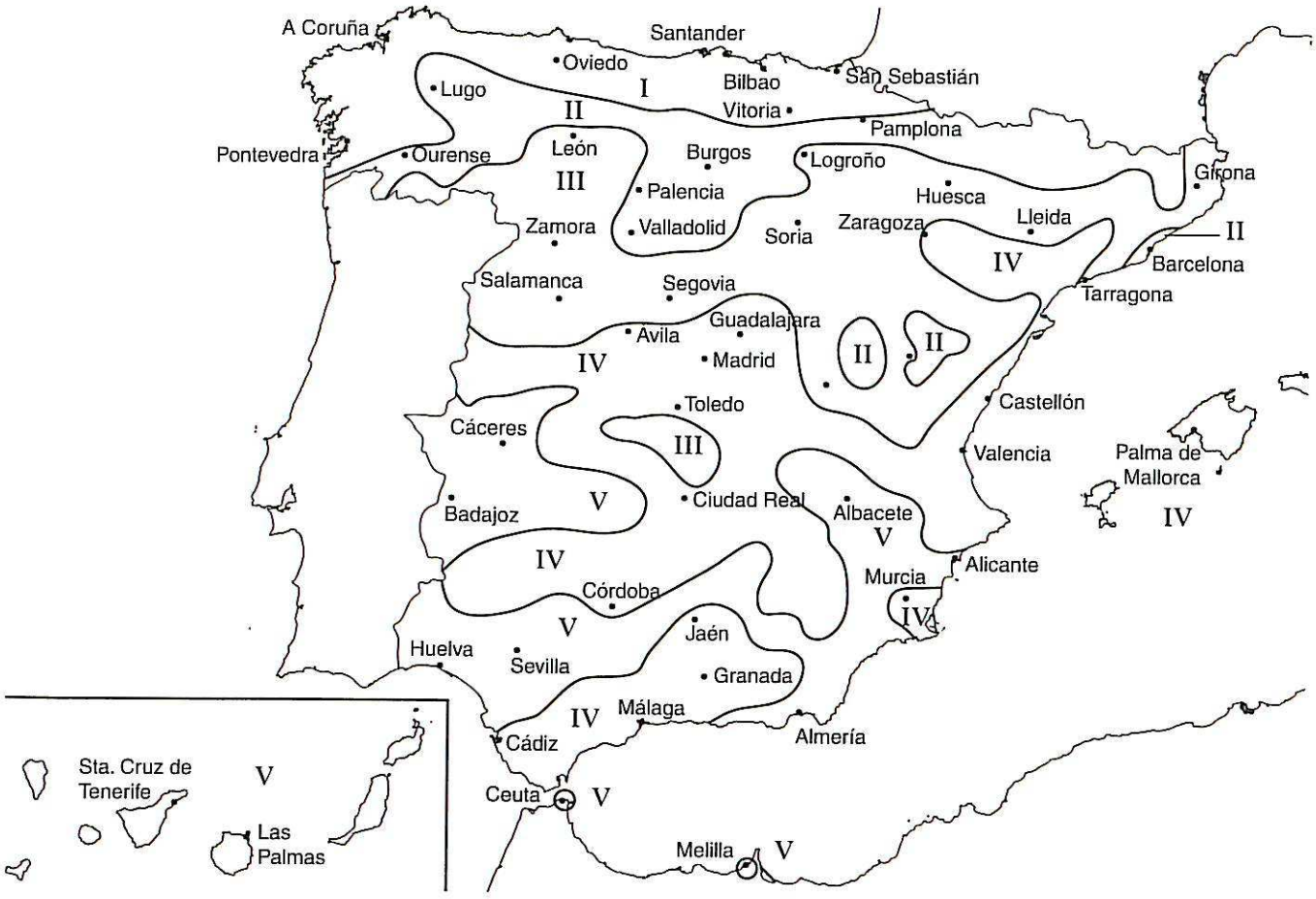
↑ **Tabla 5.3.** Coeficientes climático.

En cualquier caso, la potencia de pico mínima a instalar será de 6,25 kW. El inversor tendrá una potencia mínima de 5 kW.

La superficie *S* a considerar para el caso de edificios ejecutados dentro de un mismo recinto será:

a) En el **caso que se destinen a un mismo uso**, la suma de la superficie de todos los edificios del recinto.

b) En el **caso de distintos usos**, de los establecidos en la tabla 5.1, dentro de un mismo edificio o recinto, **se aplicará a las superficies construidas correspondientes, la expresión [1] aunque estas sean inferiores al límite de aplicación indicado en la tabla 5.1**. La potencia pico mínima a instalar será la suma de las potencias de pico de cada uso, siempre que resulten positivas. **Para que sea obligatoria esta exigencia, la potencia resultante debe ser superior a 6,25 kW** (véase siguiente ejemplo).



↑ **Figura 5.5.** Zonas climáticas en España.

Las zonas climáticas (figura 5.5) se han definido teniendo en cuenta el valor medio diario de la irradiación global anual sobre superficie horizontal, $G_{dm}(0)$. Una relación detallada de localidades de cada zona climática se puede consultar en el Documento Básico Ahorro de Energía HE5, del Código Técnico de la Edificación aprobado por el R.D.314/2006, de 17 de marzo.

EJEMPLO

Un edificio de nueva construcción situado en Burgos con un uso doble como hotel, con una capacidad de 99 plazas ocupa una superficie construida de 2.850 m^2, y administrativo con una superficie de 3.132 m^2. Calcular la potencia de pico mínima del generador fotovoltaico a instalar.

Solución:

Según la tabla 5.1, de ámbito de aplicación, para uso administrativo el límite está en 4.000 m^2 construidos y para hoteles 100 plazas, luego no sería de aplicación por no sobrepasar el límite.

Sin embargo, según el apartado b del epígrafe 2.1, como se da el caso de distintos usos dentro de un mismo edificio, se debe aplicar a cada una de las superficies construidas la fórmula [1], aunque estas sean inferiores al límite de aplicación y sumar las potencias de pico de cada uso. Para que sea obligatoria esta exigencia, la potencia resultante debe ser superior a 6,25 kW.

Para aplicar la fórmula [1] es necesario determinar primero los coeficientes A, B y C de dicha expresión:

- Coeficiente de la zona climática (C): según la figura 5.5, la ciudad de Burgos está en la zona climática II. En la tabla 5.3 para la zona climática II le corresponde un coeficiente $C = 1,1$.
- Los coeficientes según el tipo de uso se obtienen de la tabla 5.2:
  - Para uso administrativo: $A = 0,001223$ kW/m^2 y $B = 1,36$ kW.
  - Para hoteles: $A = 0,003516$ kW/m^2 y $B = -7,81$ kW.

Con estos datos se obtienen las potencias siguientes:

- Uso administrativo: $P_{máx1} = C\,(A \cdot S + B) = 1,1\,(0,001223 \cdot 3132 + 1,36) = 5,71$ kW
- Uso hostelero: $P_{máx2} = C\,(A \cdot S + B) = 1,1\,(0,003516 \cdot 2850 - 7,81) = 2,43$ kW

Potencia total: $P_{máx} = P_{máx1} + P_{máx2} = 5,71 + 2,43 = 8,14$ kW

Como la potencia resultante es superior a 6,25 kW, habría que instalar un generador fotovoltaico con una potencia mínima de 8,14 kW.

2.2. Potencia de pico del generador por superficie disponible

Si se dispone de una superficie, por ejemplo un tejado o una azotea, la potencia del generador estará limitada por la cantidad máxima de dicha superficie que pueda ocupar el generador fotovoltaico.

La tabla 5.4 muestra la ocupación superficial de los módulos de un generador fotovoltaico, en función de la tecnología utilizada en su construcción.

Tecnología del módulo	Superficie ocupada (m^2 / kW)
Monocristalina	6 a 9
Policristalina	7 a 10
Capa fina	15 a 20

↑ **Tabla 5.4.** Superficie ocupada por los módulos fotovoltaicos en función de la tecnología de fabricación.

vocabulario

Español - Inglés

Sistemas fotovoltaicos conectados a la red:
grid-connected systems.

Plantas de generación fotovoltaica:
photovoltaic power plants.

Integración en edificios:
building integrated photovoltaics.

Dividiendo la superficie disponible para instalar el generador por la superficie ocupada por metro cuadrado según el tipo de tecnología, se obtiene un rango de valores de potencia máxima. Sobre el rango de potencia obtenido se tiene que ajustar el valor de la potencia real a partir de las dimensiones proporcionadas por el fabricante del módulo fotovoltaico elegido y su disposición sobre la superficie de instalación.

EJEMPLO

Se quiere instalar un generador fotovoltaico sobre la cubierta de un tejado que mide 9 m de largo y 5 m de ancho.

a) Determinar la potencia máxima del generador fotovoltaico que se puede instalar.

b) Si se dispone de módulos monocristalinos de 160 W con unas medidas de 1,6 m de largo por 0,8 m de alto, calcular el número de módulos que se pueden instalar y comprobar la mejor disposición.

Solución:

a) Superficie del tejado: $S = l \cdot a = 9 \cdot 5 = 45\ m^2$

Para tecnología monocristalina, según la tabla 5.4, la superficie que ocupa está en el rango 6 a 9 m^2/kW. Se obtendría una potencia máxima:

$$P_{G\,máx} = \frac{S}{6...9} = \frac{45}{6...9} = 7{,}5...5\ kW$$

b) El número de módulos de 160 W sería:

$$N = \frac{P_{G\,máx}}{P_{máx}} = \frac{7{,}5...5}{0{,}16} = 46{,}8...31{,}2$$

Se podrían instalar entre 32 y 47 módulos.

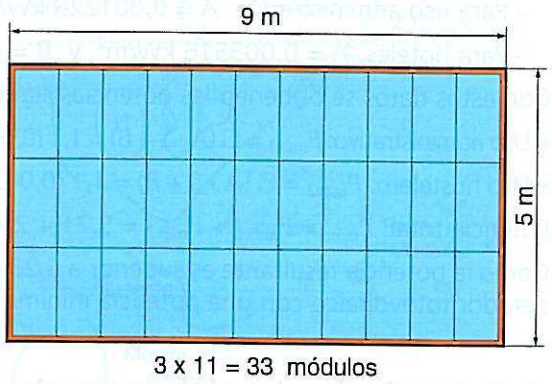
Comprobación con la superficie del módulo elegido:

- Montaje de los módulos en posición vertical (figura 5.6):

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Ancho\ del\ módulo} = \frac{9}{0{,}8} = 11{,}25$$

$$\frac{Ancho\ del\ tejado}{Largo\ del\ módulo} = \frac{5}{1{,}6} = 3{,}125$$

Caben: 11 x 3 = 33 módulos.



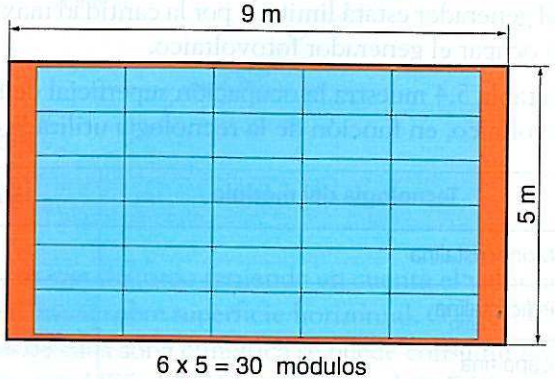
↑ **Figura 5.6.** Montaje de módulos en posición vertical.

- Montaje de los módulos en posición apaisada (figura 5.7):

$$\frac{Longitud\ del\ tejado}{Largo\ del\ módulo} = \frac{9}{1{,}6} = 5{,}62$$

$$\frac{Ancho\ del\ tejado}{Ancho\ del\ módulo} = \frac{5}{0{,}8} = 6{,}25$$

Caben: 5 x 6 = 30 módulos.



↑ **Figura 5.7.** Montaje de módulos en posición horizontal.

La disposición más favorable por ocupación de superficie es en formato vertical ya que se podrían instalar 33 módulos. Tendríamos una potencia de pico del generador fotovoltaico de:

$P_{G\,máx} = N \cdot P_{máx} = 33 \cdot 160 = 5.280\ W = 5{,}28\ kW$

2.3. Orientación e inclinación y sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites establecidos en la tabla 5.5. Se consideran tres tipos de instalación para los módulos y diferentes porcentajes de pérdidas para cada caso:

- **General**: módulos instalados con la única función de generar energía.
- **Integración arquitectónica**: cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales:
  - Revestimiento: los módulos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.
  - Cerramiento: los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica (figura 5.8), debiendo garantizar la debida estanqueidad y aislamiento térmico.
  - Sombreado: los módulos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.
- **Superposición de módulos**: colocación de los módulos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en el apartado de integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

En **todos los casos se han de cumplir tres condiciones**: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados en la tabla 5.5 respecto a los valores óptimos.

caso **práctico** inicial

En este apartado se explica cómo influyen las sombras en la producción de energía eléctrica de un sistema fotovoltaico.

↑ **Figura 5.8.** Ejemplo de módulos fotovoltaicos integrados en la fachada (Schott Solar).

Tipo de instalación de los módulos	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

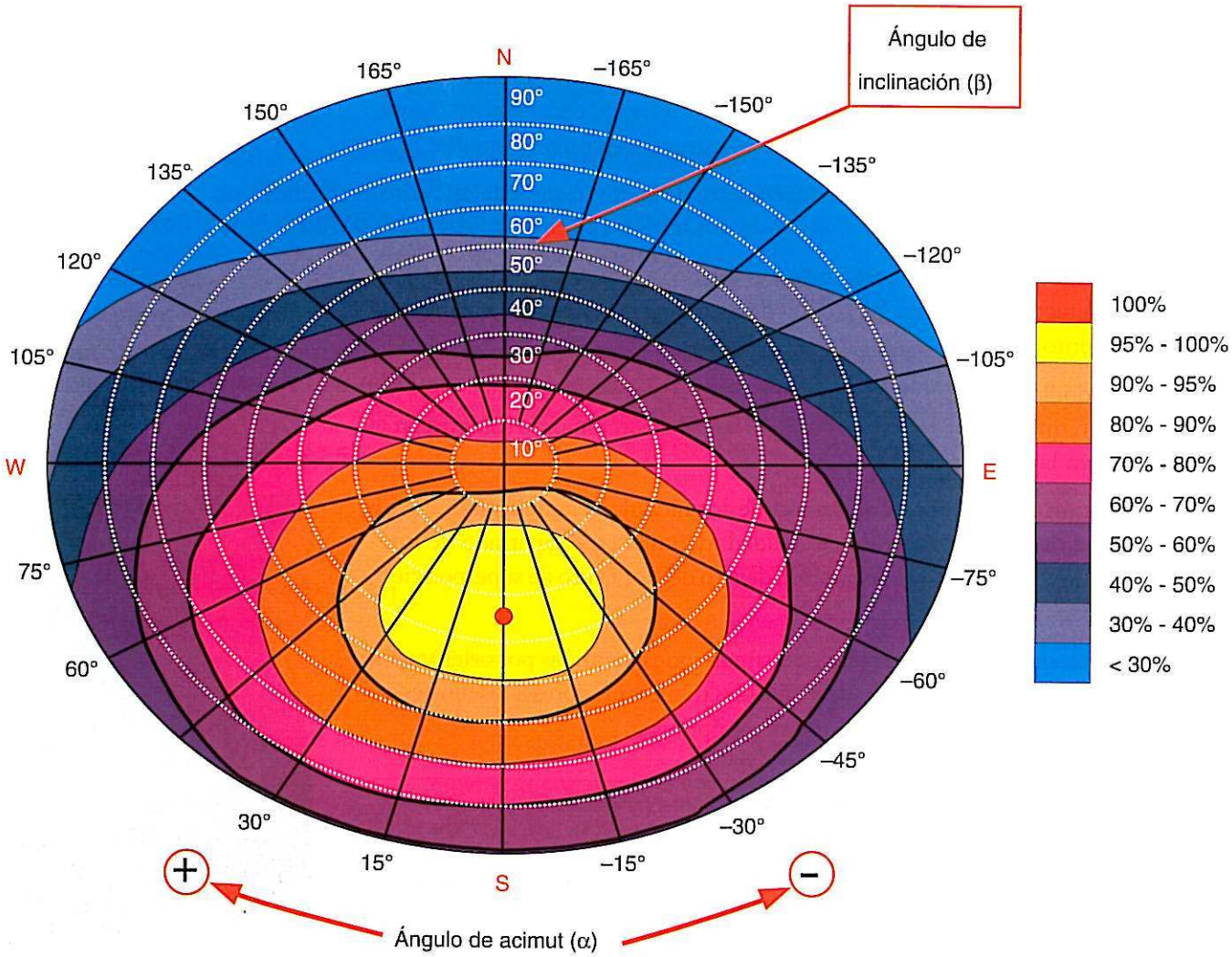
↑ **Tabla 5.5.** Valores límite de las pérdidas por orientación e inclinación y sombras.

Pérdidas por orientación e inclinación diferentes de las óptimas

El cálculo de estas pérdidas determina si la orientación e inclinación de un generador fotovoltaico, que por diferentes razones no puede adoptar los valores óptimos, está dentro de unos límites que hacen razonablemente rentable el generador.

Se parte del dato del ángulo de acimut (α) del generador fotovoltaico y se calculan los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima fijadas en la tabla 5.5. Para ello se utiliza el diagrama de la figura 5.9 que es válido para una latitud de 41°.

En dicho diagrama, los ejes radiales representan todos los posibles ángulos de acimut (α) del generador, desde la orientación Sur (0°) hasta la Norte (180°), pasando por los valores negativos de orientaciones Este y los valores positivos de orientaciones Oeste. Las elipses concéntricas representas todas las posibles inclinaciones (β), desde la horizontal (0°) hasta la vertical (90°).



↑ **Figura 5.9.** Rendimiento de un generador fotovoltaico en función de la orientación e inclinación con respecto a la orientación e inclinación óptimas.

Para determinar las inclinaciones límite, sobre la línea o eje radial que coincide con el ángulo de acimut (α) se buscan las intersecciones con los bordes del área que indica las pérdidas máximas admisibles por orientación e inclinación según sea el tipo de instalación de los módulos (ver tabla 5.5):

- **General**. Pérdidas máximas del 10%. Corresponde con el borde exterior de la región de rendimiento del 90-95%.
- **Superposición**. Pérdidas máximas del 30%. Corresponde con el borde exterior de la región de rendimiento del 80-90%
- **Integración arquitectónica**. Pérdidas máximas del 40%. Corresponde con el borde exterior de la región de rendimiento del 60-70%.

Dichas intersecciones corresponden con los valores límite de inclinación. Si no hay intersecciones las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites admitidos.

Si la latitud del lugar es diferente de 41°, los valores obtenidos se corrigen utilizando las siguientes expresiones:

Inclinación máxima: [2] $\beta_{máx} = \beta_{máx\ \phi=41°} - (41 - \phi)$

Inclinación mínima: [3] $\beta_{mín} = \beta_{mín\ \phi=41°} - (41 - \phi)$; con un mínimo de 0°

$\beta_{máx\ \phi=41°}$: inclinación máxima para latitud 41° (°)

$\beta_{máx}$: inclinación máxima para latitud ϕ (°)

$\beta_{mín\ \phi=41°}$: inclinación mínima para latitud 41° (°)

$\beta_{mín}$: inclinación mínima para latitud ϕ (°)

ϕ: latitud del lugar (°)

Cuando el resultado de la inclinación obtenida está muy cerca del límite establecido se puede comprobar con las expresiones:

[4] *Pérdidas* (%) = $100 \cdot [1{,}2 \cdot 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2 + 3{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$; para $15° < \beta < 90°$

[5] *Pérdidas* (%) = $100 \cdot [1{,}2 \cdot 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2]$; para $\beta \leq 15°$

β : inclinación del generador fotovoltaico (°)

α: orientación o acimut del generador fotovoltaico (°)

ϕ: latitud del lugar (°)

EJEMPLO

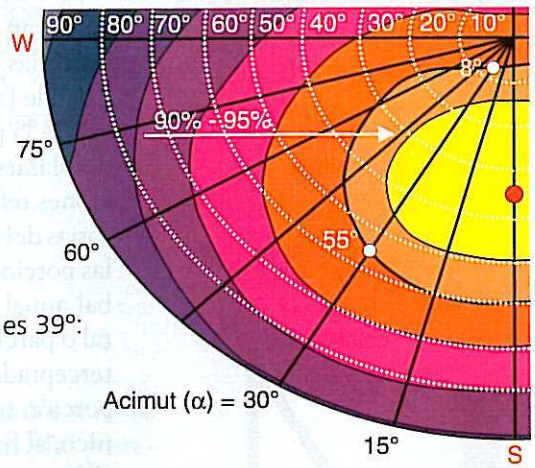
Comprobar si un generador fotovoltaico instalado sobre el tejado de una vivienda situada en Albacete, latitud 39°, con una orientación de 30° hacia el Oeste y con una inclinación de 45° cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

Solución:

Una orientación de 30° hacia el Oeste corresponde con un acimut $\alpha = +30°$.

El montaje de tipo general sobre el tejado, según la tabla 5.5, implica un límite del pérdidas del 10%. Según esto, los límites de inclinación hay que buscarlos en el diagrama de la figura 5.9 en los bordes de la región de rendimiento del 90-95%. En la figura 5.10 se ve un detalle dicho diagrama.

El eje radial de $\alpha = +30°$ corta a la región de rendimiento del 90-95% en los ángulos de inclinación de 55° y 8° como se puede ver en la figura 5.10. Luego los límites de inclinación para una latitud de 41° son: $\beta_{máx\ \phi=41°} = 55°$ y $\beta_{mín\ \phi=41°} = 8°$.



↑ **Figura 5.10.** Detalle del diagrama de rendimiento para el caso del ejemplo.

Se corrigen los valores de inclinación para la latitud del lugar que es 39°:

$\beta_{máx} = \beta_{máx\ \phi=41°} - (41 - \phi) = 55 - (41 - 39) = 53°$

$\beta_{mín} = \beta_{mín\ \phi=41°} - (41 - \phi) = 8 - (41 - 39) = 6°$

Si se calculan las pérdidas con la expresión [4] se obtiene:

Pérdidas (%) = $100 \cdot [1{,}2 \cdot 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2 + 3{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2] =$

$100 \cdot [1{,}2 \cdot 10^{-4}\ (45 - 39 + 10)^2 + 3{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot 30^2] = 3{,}34$ %

que efectivamente son inferiores al límite del 10% establecido para este tipo de instalación.

Pérdidas por sombras

Las pérdidas por sombras de un generador fotovoltaico se expresan como **porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre su superficie de no existir sombra alguna.**

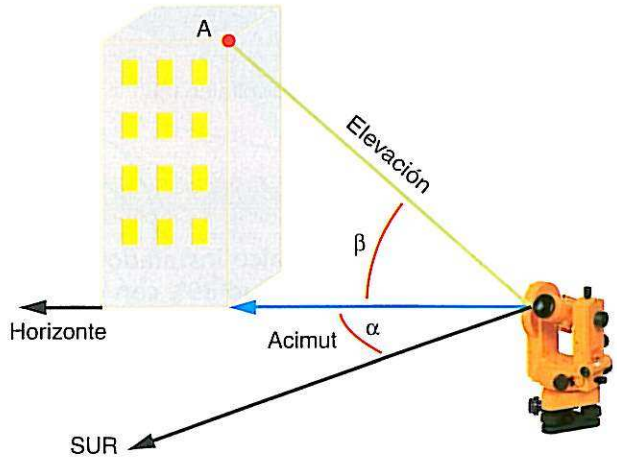
vocabulario

Teodolito

Instrumento de medición que sirve para medir ángulos verticales y horizontales. Con el auxilio de otras herramientas puede medir distancias y desniveles. Básicamente, consiste en un telescopio montado sobre un trípode, con dos escalas circulares graduadas, una vertical y otra horizontal, sobre las que se miden los ángulos con ayuda de lentes.

El procedimiento para estimar estas pérdidas consiste en comparar el perfil de los obstáculos que afecta a la superficie del generador fotovoltaico con el diagrama de trayectorias del Sol recogidos en la carta solar del lugar de instalación (véase el apartado 3 de la unidad 1). Los pasos que hay que seguir para completar este procedimiento se describen a continuación:

1) Se obtiene un perfil de los principales obstáculos que afectan a la superficie del generador especificados por sus coordenadas de posición: acimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). La obtención de las coordenadas se puede realizar con un teodolito (figura 5.11) situado en el lugar de instalación del generador fotovoltaico. Por ejemplo, para obtener las coordenadas de un punto A del perfil de un obstáculo, se mide el ángulo de elevación (β) sobre el horizonte y el ángulo de acimut (α) respecto de la dirección Sur.



→ **Figura 5.11.** Obtención de los ángulos de elevación y acimut de un punto A con un teodolito.

2) Se llevan las coordenadas obtenidas del perfil a la carta solar que recoge las trayectorias del Sol del lugar de instalación. En el apartado Mundo Técnico, al final de la unidad, se incluye un diagrama de trayectorias válido para localidades de la península Ibérica y Baleares (para las islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° hacia arriba). Dicho diagrama se encuentra dividido en porciones referenciadas como A1, A2, ..., D13 y D14 que representan las trayectorias del Sol en una hora determinada durante un grupo de días. Cada una de las porciones representa una parte de la contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Si un obstáculo cubre total o parcialmente una de las porciones significa una pérdida de irradiación interceptada por el obstáculo. Para determinar el porcentaje de pérdidas de cada porción se debe elegir una de las tablas de referencia del apartado Mundo Técnico, al final de la unidad, seleccionando aquella con los ángulos de elevación (β) y acimut (α) más próximos a los de la instalación.

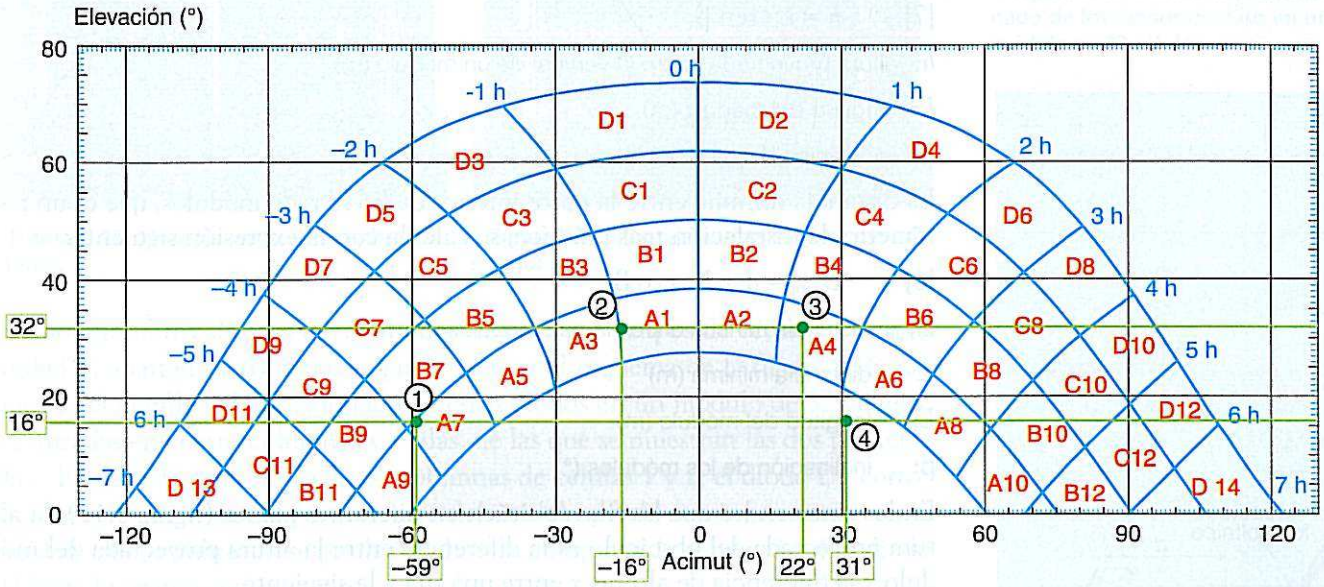
3) Una vez seleccionada la tabla de referencia, se suman las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil del obstáculo. Si la ocultación es parcial se aplica el factor de llenado más próximo a los valores: 0,25, 0,50, y 0,75.

EJEMPLO

Se han medido con un teodolito las coordenadas del perfil de los obstáculos que afectan a un generador fotovoltaico, situado en la azotea de un edificio ubicado en Toledo, con una inclinación de 30° y un acimut de 0°. La relación de coordenadas medidas son: Punto 1: $\alpha = -59°$, $\beta = 16°$. Punto 2: $\alpha = -16°$, $\beta = 32°$. Punto 3: $\alpha = 22°$, $\beta = 32°$. Punto 4: $\alpha = 31°$, $\beta = 16°$. Trazar el perfil de los obstáculos sobre un diagrama de trayectorias y calcular las pérdidas por sombras que se producen.

Solución:

La figura 5.12 muestra los cuatro puntos dibujados sobre el diagrama de trayectorias válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares, y el perfil de los obstáculos resultante:



↑ **Figura 5.12.** Trazado del perfil de los obstáculos del ejemplo.

Los factores de llenado estimados para cada una de las porciones de la figura 5.12 son:

A9 = 0,25 , A7 = 0,5, A1 = 0,5, A2 = 0,5, A4 = 0,25.

Para una inclinación de 30° y un acimut de 0° la tabla de referencia del apartado Mundo Técnico que más se aproxima es la de inclinación $\beta = 35°$ y acimut $\alpha = 0°$, de donde se obtienen los porcentajes de pérdidas de irradiación solar global anual siguientes: A9 = 0,13%, A7 = 1,00%, A1 = 3,15%, A2 = 3,17%, A4 = 2,70%.

Multiplicando por los factores de llenado y sumando se obtienen las pérdidas totales por sombreado:

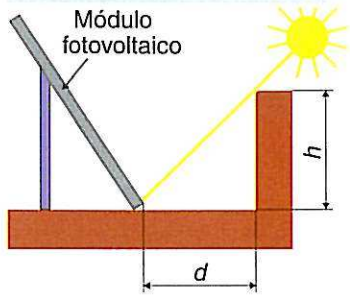
$$\textit{Pérdidas por sombreado}\ (\%) = 0{,}13 \cdot 0{,}25 + 1{,}00 \cdot 0{,}5 + 3{,}15 \cdot 0{,}5 + 3{,}17 \cdot 0{,}5 + 2{,}7 \cdot 0{,}25 = 4{,}37\ \%$$

El factor de sombreado *FS* vale:

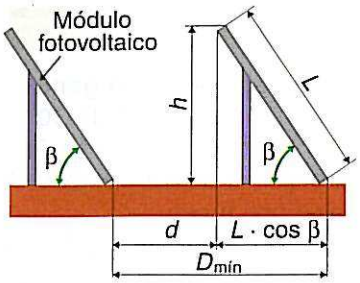
$$FS = 1 - \textit{Pérdidas por sombreado} = 1 - 0{,}0437 = 0{,}9563$$

Distancia mínima entre filas de módulos

Cuando se instala un generador fotovoltaico con varias filas de módulos si no se deja la distancia suficiente entre filas se produce el sombreado de las filas posteriores por las delanteras. Es necesario dejar una separación mínima entre filas que garantice un mínimo de 4 horas de Sol en los días de menor elevación solar que corresponden al solsticio de invierno. Este requisito también es aplicable para cualquier obstáculo que se sitúe paralelo a las filas de módulos, por ejemplo como sucede en las instalaciones sobre azoteas con los petos perimetrales (figura 5.13).



↑ **Figura 5.13.** Distancia mínima entre módulos y peto perimetral.



↑ **Figura 5.14.** Distancia mínima entre filas de módulos instalados en el mismo plano.

La distancia mínima entre la parte superior de una fila y la parte inferior de la siguiente (figura 5.14) que cumple el requisito anterior es:

$$[6] \qquad d = \frac{h}{\text{tg}\,(61° - \phi)}$$

d: distancia mínima (m)

h: altura del obstáculo proyectada sobre la vertical (m)

ϕ: latitud del lugar (°)

La altura proyectada sobre la vertical de una fila se calcula a partir del ángulo de inclinación y la longitud del módulo (figura 5.14):

$$[7] \qquad h = L \cdot \text{sen}\,\beta$$

h: altura proyectada sobre la vertical de un módulo (m)

L: longitud del módulo (m)

β: inclinación del modulo (°)

La distancia mínima entre la parte inferior de las filas de módulos, que es un parámetro de instalación más práctico, se calcula con la expresión siguiente:

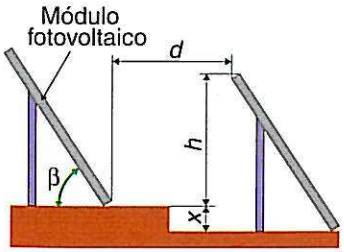
$$[8] \qquad D_{mín} = d + L \cdot \cos\beta$$

$D_{mín}$: distancia mínima entre filas de módulos (m)

d: distancia mínima (m)

L: longitud del módulo (m)

β: inclinación de los módulos (°)



↑ **Figura 5.15.** Distancia mínima entre filas de módulos instalados en diferentes planos.

En los casos en los que las filas se sitúen en diferentes planos (figura 5.15), la altura proyectada del obstáculo es la diferencia entre la altura proyectada del módulo y la diferencia de alturas x entre una fila y la siguiente.

Cuando se dispone de poco espacio para el generador fotovoltaico, se puede elegir una inclinación menor que la óptima para disminuir la distancia mínima entre módulos. La ligera pérdida de rendimiento que se produce se recompensa con la posibilidad de instalar mayor cantidad de módulos y por lo tanto aumentar la potencia instalada.

EJEMPLO

Un generador formado por varias filas de módulos de 1,2 m de longitud, se quiere instalar con una inclinación de 31° en un lugar de latitud 41°. Determinar la distancia mínima entre la parte inferior de las filas de módulos.

Solución:

Altura proyectada sobre la vertical de una fila:

$h = L \cdot \text{sen}\,\beta = 1{,}2 \cdot \text{sen}\,31° = 1{,}2 \cdot 0{,}515 = 0{,}62$ m

Distancia entre la parte superior de una fila y la inferior de la siguiente:

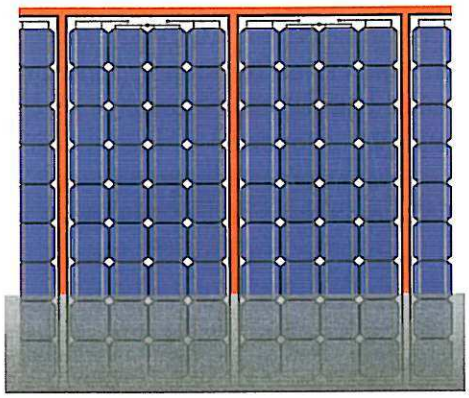
$$d = \frac{h}{\text{tg}\,(61° - \phi)} = \frac{0{,}62}{tg\,(61 - 41)} = \frac{0{,}62}{0{,}3639} = 1{,}7 \text{ m}$$

Distancia entre la parte inferior de las filas de módulos:

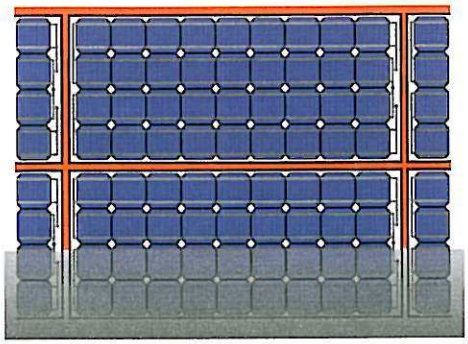
$D_{mín} = d + L \cdot \cos\beta = 1{,}7 + 1{,}2 \cdot \cos 31 = 2{,}73$ m

Otros sombreados y soluciones para minimizar sus efectos

En algunos casos se pueden reducir el efecto de las sombras con una disposición adecuada de los módulos fotovoltaicos o eligiendo un conexionado distinto de las ramas en serie.



↑ **Figura 5.17.** Montaje vertical y sombreado inferior.



↑ **Figura 5.18.** Montaje horizontal y sombreado inferior.

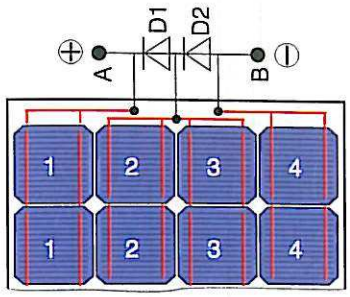
Los módulos fotovoltaicos llevan **diodos de paso por grupos de células** (véase la unidad 1, apartado 9.6) como se puede ver en el esquema de la figura 5.16 que muestra el detalle del conexionado de estos diodos en un módulo de 32 células, organizadas en cuatro columnas y 9 filas, de las que se muestran las dos primeras filas. En caso de sombreado de las columnas de células 1 y 2, el diodo D1 cortocircuita este grupo de células y el resto del módulo puede seguir generando electricidad. Si el sombreado se produce sobre las columnas de células 3 y 4 el diodo D2 hace lo propio con ese grupo.

Si se montan los módulos de un generador fotovoltaico en posición vertical y se produce un sombreado sobre la parte inferior del generador, figura 5.17, todas las columnas de los módulos se ven afectadas y los diodos de bloqueo actúan sobre todas las células haciendo que los módulos no produzcan energía.

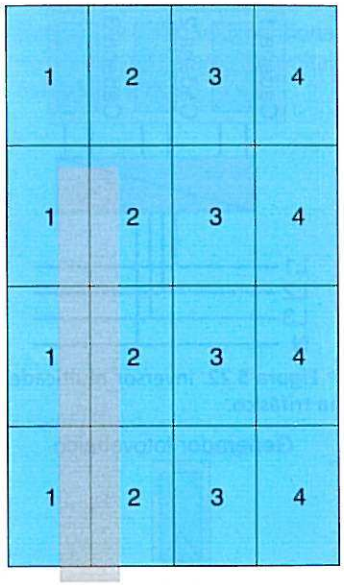
Si esos mismos módulos los instalamos en posición horizontal, figura 5.18, cuando se produce el sombreado solo actúan los diodos de bloqueo de dos columnas del módulo inferior, dejando que el resto sigan generando energía.

El conexionado de los módulos también puede servir para mejorar el rendimiento frente a los sombreados de generador. Por ejemplo, si una sombra vertical se desplaza a lo largo del día por el generador de la figura 5.19 (con cuatro ramas en paralelo, numeradas del 1 al 4, cada una con cuatro módulos en serie), se puede realizar el conexionado en serie de las ramas del generador en sentido vertical, como muestra la figura 5.19, de esta forma el sombreado afecta a una o a dos ramas como máximo durante el funcionamiento. Si el conexionado se hiciese horizontal, la sombra disminuiría la generación de tres ramas durante todo el día.

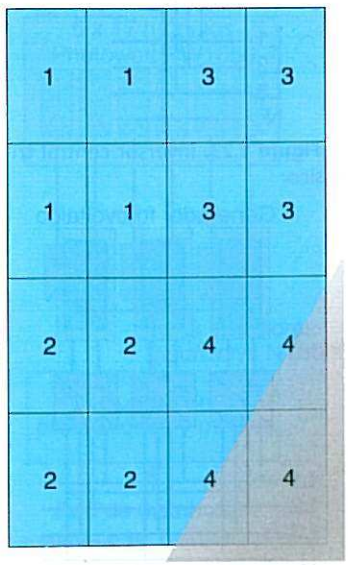
Otro caso se produce con los sombreados laterales que pueden aparecer al amanecer o al anochecer sobre la superficie de un generador, figura 5.20. En este caso se reduce el efecto del sombreado conexionando los módulos en grupo como muestra la figura 5.20. El sombreado afecta sólo a una rama en vez de a las dos que afectaría si se conexionasen las ramas vertical u horizontalmente.



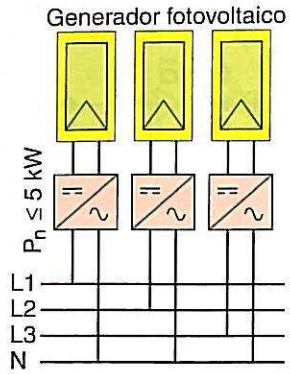
↑ **Figura 5.16.** Detalle del conexionado de los diodos de paso en un módulo de 32 células.



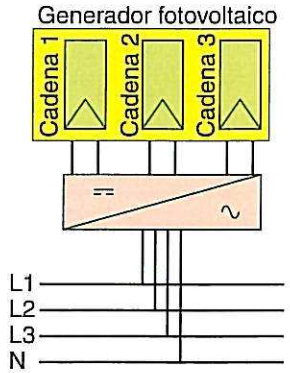
↑ **Figura 5.19.** Sombreado vertical sobre un generador fotovoltaico.



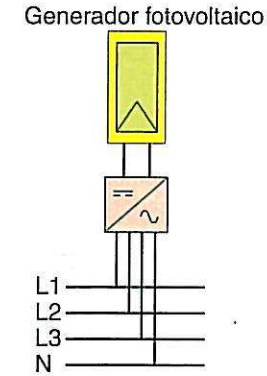
↑ **Figura 5.20.** Sombreado lateral sobre un generador fotovoltaico.



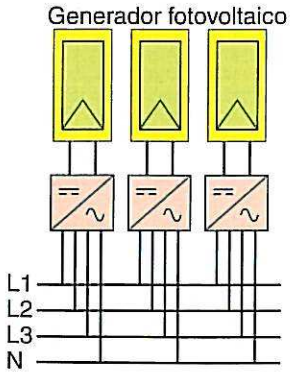
↑ **Figura 5.21.** Inversores monofásicos conectados a la red trifásica.



↑ **Figura 5.22.** Inversor multicadena trifásico.



↑ **Figura 5.23.** Inversor central trifásico.



↑ **Figura 5.24.** Inversores trifásicos en paralelo.

2.4. Dimensionado del inversor

En primer lugar, antes de proceder al dimensionado del inversor, se debe decidir si se utiliza un inversor monofásico o trifásico.

El R.D. 1663/2000 que regula, entre otras, las condiciones técnicas básicas de conexión a la red de baja tensión de las instalaciones solares fotovoltaicas de aplicación a las instalaciones de potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a la red de distribución se efectúe en baja tensión (tensión no superior a 1 kV), especifica que «si la potencia nominal de la instalación fotovoltaica a conectar a la red de distribución es superior a 5 kW, la conexión de la instalación fotovoltaica a la red será trifásica. Dicha conexión se podrá realizar mediante uno o más inversores monofásicos de hasta 5 kW, a las diferentes fases, o directamente un inversor trifásico».

En función de esta norma, **en las instalaciones de hasta 5 kW de potencia nominal, el inversor es monofásico. En instalaciones de más de 5 kW de potencia nominal la conexión a la red es trifásica** y la potencia debe repartirse los más uniformemente posible entre las fases, no debiendo superar la diferencia de potencia de alimentación entre dos fases (asimetría) los 5 kW.

En base a estas condiciones se pueden utilizar diferentes alternativas:

- Dividir el generador fotovoltaico en varios subgeneradores que permitan utilizar inversores monofásicos de hasta 5 kW, conectados a las tres fases de forma equilibrada (figura 5.21).
- Utilizar un inversor multicadena trifásico (figura 5.22). Es una opción económica para potencias nominales de 8 a 12 kW.
- Utilizar un inversor central trifásico (figura 5.23). Hay inversores centrales de 10 kW, aunque lo más frecuente es utilizar esta opción a partir de 30 kW.
- Utilizar varios inversores trifásicos en paralelo (figura 5.24). Esta solución se utiliza en generadores de mucha potencia y consiste en dividir el generador fotovoltaico en secciones para mejorar su fiabilidad. También se emplea para sistemas dotados de seguidores solares, donde cada seguidor dispone de su propio inversor trifásico.

Una vez decidido el tipo de sistema, monofásico o trifásico, se dimensiona el inversor como vimos en el apartado 11 de la unidad 3.

En los **inversores para conexión a red** los parámetros que se utilizan para realizar el dimensionado son:

Potencia nominal (P_{inv}). Debe estar entre el 80% y el 90% de la potencia del generador fotovoltaico ($P_{G\,máx}$).

[9] $$P_{inv} = 0{,}8 \ldots 0{,}9 \cdot P_{G\,máx}$$

Rango de tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor ($U_{inv\,mín} \ldots U_{inv\,máx}$). Este rango debe contener los valores máximo y mínimo que puede suministrar el generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia especificados para una temperatura de célula de –10 °C y 70 °C respectivamente ($U_{G\,mpp\,(70\,°C)}$ y $U_{G\,mpp\,(-10\,°C)}$). En los dos casos con una irradiancia de 1.000 W/m^2.

[10] $$U_{inv\,mín} \leq U_{G\,mpp(70\,°C)}$$

[11] $$U_{inv\,máx} \geq U_{G\,mpp(-10\,°C)}$$

Tensión máxima ($U_{máx\ vacío}$). El inversor debe soportar la tensión máxima que puede producir el generador fotovoltaico en circuito abierto con una temperatura de célula de –10 °C y una irradiancia de 1.000 W/m^2.

[12] $U_{máx\ vacío} \geq U_{G\ oc(-10\ °C)}$

Intensidad máxima ($I_{inv\ máx}$). El inversor debe soportar la intensidad de cortocircuito del generador con una temperatura de célula de 70 °C y una irradiancia de 1.000 W/m^2.

[13] $I_{inv\ máx} \geq I_{G\ sc(70\ °C)}$

EJEMPLO

caso **práctico** inicial

Ejemplo de cómo se dimensiona el inversor en un sistema fotovoltaico conectado a la red.

Un generador fotovoltaico de 15 kW de potencia nominal (figura 5.25) está constituido por 102 módulos fotovoltaicos Photowatt, tipo PW1650, organizados en 6 ramas de 17 módulos cada una. Se quiere utilizar tres inversores monofásicos Sunways, tipo NT6000, con dos ramas del generador conectadas en cada inversor. Comprobar si las características del inversor son adecuadas para los parámetros del generador fotovoltaico.

Solución:

Las características de los módulos se obtienen del apartado Mundo Técnico de la unidad 1. Para un módulo Photowatt, tipo PW1650, las características son:

$P_{máx}$: 165 W; U_{oc}: 43,2 V; I_{sc}: 5,1 A; U_{mpp}: 34,3 V; α: 1,46 mA/°C; β: –158 mV/°C.

Las características de los inversores se obtienen del apartado Mundo Técnico de la unidad 3. Las características de un inversor Sunways, tipo NT6000, son:

- Potencia nominal: 5.000 W
- Rango de tensión MPP: 350...750 V
- Tensión de vacío máxima: 850 V
- Corriente nominal en la salida de c.a.: 21,7 A
- Corriente máxima en la entrada de c.c.: 18 A
- Potencia máxima del generador: 6.250 W

La potencia nominal de la instalación (15 kW) se reparte entre los tres inversores: 5 kW por inversor.

Potencia del generador fotovoltaico:

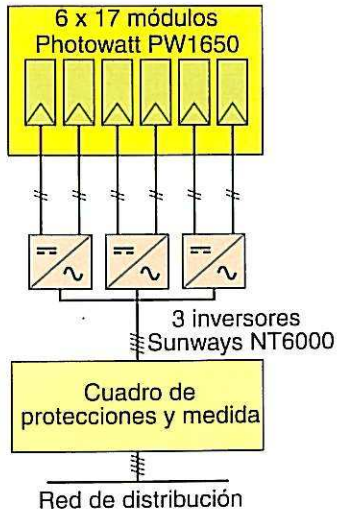
$P_{G\ máx} = N_s \cdot N_p \cdot P_{máx} = 17 \cdot 6 \cdot 165 = 16.830$ W

La potencia del generador fotovoltaico que corresponde a cada inversor es:

$P_{G\ máx\ inv} = N_s \cdot N_p \cdot P_{máx} = 17 \cdot 2 \cdot 165 = 5.610$ W

1. Comprobamos que la potencia nominal del inversor (5.000 W) cumple la condición 0,8...0,9 · $P_{G\ máx\ inv}$:

$P_{inv} = 0{,}8...0{,}9 \cdot P_{G\ máx\ inv} = 0{,}8...0{,}9 \cdot 5.610 = 4.488...5.049$ W



↑ **Figura 5.25.** Esquema unifilar del generador fotovoltaico del ejemplo (se omiten los aparatos de maniobra y protección).

2. Comprobamos el rango de tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor (350...750 V), la tensión máxima en vacío (850 V) y la intensidad máxima (18 A):

vocabulario

Español - Inglés

Potencia de pico: *maximum power, peak power.*

Potencia nominal del inversor: *rated power inverter.*

Tensión máxima: *maximum voltage.*

Intensidad máxima: *maximum current.*

Rango de tensiones de entrada: *input voltage range.*

a. Calculamos los parámetros del módulo fotovoltaico en el rango de temperaturas –10°...70°C:

– Valor mínimo del rango:

$$U_{mpp\,(70\,°C)} = U_{mpp} + \beta \cdot (T - 25) = 34{,}3 + (-158 \cdot 10^{-3}) \cdot (70 - 25) = 27{,}19\ V$$

– Valor máximo del rango:

$$U_{mpp\,(-10\,°C)} = U_{mpp} + \beta \cdot (T - 25) = 34{,}3 + (-158 \cdot 10^{-3}) \cdot (-10 - 25) = 39{,}83\ V$$

– Tensión máxima en vacío del módulo fotovoltaico:

$$U_{oc\,(-10\,°C)} = U_{oc} + \beta \cdot (T - 25) = 43{,}2 + (-158 \cdot 10^{-3}) \cdot (-10 - 25) = 48{,}73\ V$$

– Intensidad máxima del módulo fotovoltaico:

$$I_{sc\,(70\,°C)} = I_{sc} + \alpha \cdot (T - 25) = 5{,}1 + 1{,}46 \cdot 10^{-3} \cdot (70 - 25) = 5{,}17\ A$$

b. Parámetros del generador fotovoltaico por cada inversor (2 ramas de 17 módulos):

– Valor mínimo del rango:

$$U_{G\ mpp\,(70\,°C)} = N_s \cdot U_{mpp} = 17 \cdot 27{,}19 = 462{,}23\ V$$

– Valor máximo del rango:

$$U_{G\ mpp\,(-10\,°C)} = N_s \cdot U_{mpp} = 17 \cdot 39{,}83 = 677{,}11\ V$$

– Tensión máxima en vacío del generador fotovoltaico:

$$U_{G\ oc\,(-10\,°C)} = N_s \cdot U_{oc} = 17 \cdot 48{,}73 = 828{,}41\ V$$

– Intensidad máxima del generador fotovoltaico por cada inversor:

$$I_{G\ sc\,(70\,°C)} = N_p \cdot I_{sc} = 2 \cdot 5{,}17 = 10{,}34\ A$$

c. Comprobamos que cumple las condiciones de:

– Rango de tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor (350...750 V) :

$$U_{inv\ mín} \leq U_{G\ mpp\,(70\,°C)} \rightarrow 350 \leq 462{,}23\ V$$

$$U_{inv\ máx} \geq U_{G\ mpp\,(-10\,°C)} \rightarrow 750 \geq 677{,}11\ V$$

– Tensión máxima en vacío (850 V):

$$U_{máx\ vacío} \geq U_{G\ oc\,(-10\,°C)} \rightarrow 850 \geq 828{,}41\ V$$

– Intensidad máxima (18 A):

$$I_{inv\ máx} \geq I_{G\ sc\,(70\,°C)} \rightarrow 18 \geq 10{,}34\ A$$

2.5. Previsión de producción

Para determinar la rentabilidad de una instalación fotovoltaica conectada a la red o para la solicitud de subvenciones se tiene que realizar un cálculo de la producción anual esperada en la instalación. Esta previsión de producción se debe recoger en una memoria que tiene que incluir las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Como datos de partida se deben especificar:

1. El valor medio mensual G_{dm} (0) y anual G_{da} (0) de la irradiación diaria sobre superficie horizontal (kWh/(m^2 · día)), obtenido a partir de fuentes oficiales (véase unidad 1, apartado 5.4).
2. Valor medio mensual G_{dm} (α, β) y anual G_{da} (α, β) de la irradiación diaria sobre el plano del generador (kWh/(m^2 · día)), obtenido a partir del anterior sobre superficie horizontal, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (véase apartado 2.3).
3. Rendimiento energético de la instalación o «performance ratio», PR, que refleja la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo y que tiene en cuenta (figura 5.26):

   - **Pérdidas por dispersión de los parámetros de los módulos fotovoltaicos**
     - Las tolerancias de producción hacen que la potencia nominal de un módulo sea inferior, dentro de las tolerancias, a la nominal declarada.
     - Las diferencias de intensidades y tensiones nominales entre módulos de un mismo tipo que forman un generador (denominadas también pérdidas de *mismatch*), hace que la potencia del generador sea inferior a la suma de las potencias de los módulos.

     Estas pérdidas van de un 3% a un 5 %, siendo este último valor el típico en la mayoría de las instalaciones.

   - **Pérdidas por polvo y suciedad.** Se producen por la acumulación de polvo y suciedad sobre los módulos. Se reducen con un buen mantenimiento.

     Pueden ir desde un 2%, en instalaciones con buen mantenimiento situadas en lugares con una climatología favorable, hasta un 8% en instalaciones con poco mantenimiento situadas en lugares con ambiente polvoriento, cercanía de carreteras, etc. Un valor típico en instalaciones con un mantenimiento medio es un 4%.

   - **Pérdidas angulares y espectrales.** La potencia de un módulo fotovoltaico se especifica en condiciones CEM que suponen un espectro AM1,5 y una incidencia perpendicular de la irradiancia. En condiciones de trabajo normales ni el espectro de la luz solar que alcanza el generador es el normalizado todo el día, ni incide perpendicularmente sobre el generador, produciéndose unas pérdidas que van del 1% al 4% siendo las más habituales las situadas en torno al 4%.

vocabulario

Español - Inglés

Pérdidas por dispersión: *dispersion losses.*

Pérdidas por polvo y suciedad: *soiling losses.*

Pérdidas angulares y espectrales: *spectral and angular reflection losses.*

vocabulario

Español - Inglés

Pérdidas por orientación e inclinación:
inclination and orientation losses.

Pérdidas por sombras:
shadow losses.

Pérdidas por temperatura:
temperature losses.

Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico:
loss of MPP-tracking efficiency.

- **Pérdidas por temperatura.** La temperatura de las células de los módulos suele ser muy superior a los 25 °C de las condiciones CEM para las que se dan los parámetros de los módulos fotovoltaicos. Estas pérdidas se estiman en torno a un 4 % por cada 10 °C dependiendo de la tecnología de fabricación de los módulos. Se calculan a partir de la temperatura de operación nominal de las células (TONC) del módulo fotovoltaico utilizado que proporciona el fabricante y los datos de irradiación y temperatura ambiente del lugar de instalación.

  Pueden ir desde un 3% en lugares con temperaturas ambiente bajas, a más de un 10% que se puede producir en lugares con temperaturas ambiente altas, incluso superiores si no se airean suficientemente los módulos por su parte posterior como sucede en la integración en edificios. Un valor típico se sitúa en torno al 6%.

- **Pérdidas en el cableado.** La circulación de corriente por los conductores produce perdidas de potencia por efecto Joule. Estas pérdidas coinciden con el porcentaje de caída de tensión utilizado en el cálculo de la sección de los conductores. Estas pérdidas se fijan al calcular la sección de los conductores con el porcentaje de caída de tensión máxima utilizado.

  El pliego de condiciones técnicas del IDAE propone como caída de tensión máxima 1,5% para el cableado de c.c. y 2% para el cableado de c.a. Sin embargo el REBT, en la instrucción ITC BT 40 que se refiere a las instalaciones generadoras de baja tensión, en el apartado 5 de dicha instrucción dice «la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal». Nosotros optamos por este último valor más restrictivo que es el que utilizamos en los cálculos de secciones realizados en este libro.

vocabulario

Español - Inglés

Pérdidas en el cableado:
wiring losses.

Pérdidas en el inversor:
inverter losses.

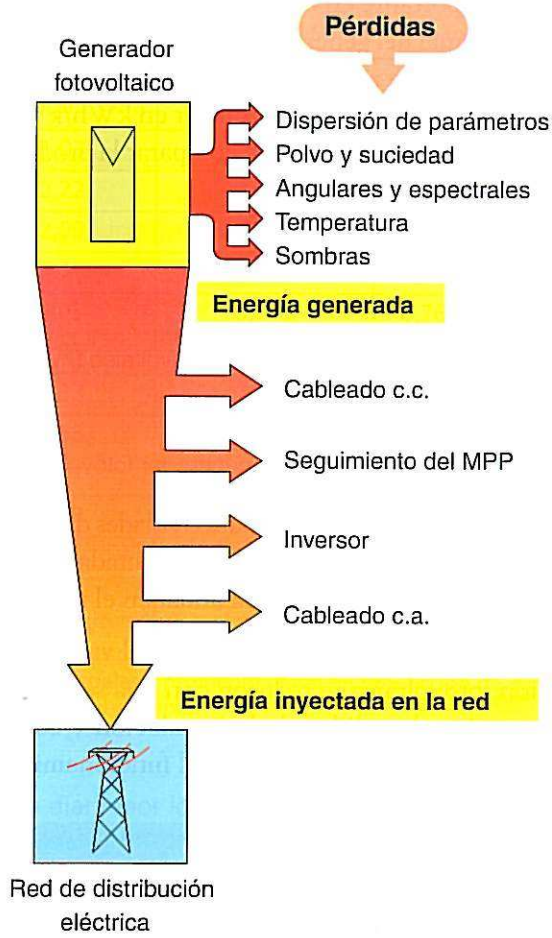
Productividad anual del generador:
final yield (Y_F).

- **Pérdidas en el inversor.** Fijadas por su rendimiento, dependen del régimen de carga porque hay unas pérdidas constantes, que son las pérdidas en vacío, a las que hay que sumar las pérdidas producidas al circular la corriente que produce caídas de tensión en los semiconductores y pérdidas por efecto Joule, debidas a la resistencia eléctrica de los componentes del inversor. Son variables y van desde un 8% hasta un 15%, estando más próximas al valor superior del rango cuando la potencia del inversor es inferior a 5 kW. Un valor típico es un 8% para potencias superiores a 5 kW y un 12% para potencias inferiores o iguales a 5 kW.

- **Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.** El seguidor del MPP que incorpora el inversor utiliza algoritmos que pueden tener tolerancias y cometer errores en el seguimiento del punto de máxima potencia con la consiguiente reducción de dicha potencia. Pueden ir desde un 2% hasta un 5%, siendo este último el valor más frecuente.

- **Pérdidas por sombreado.** Se han explicado en el apartado 2.3.

- **Pérdidas por otros aspectos no considerados,** como las paradas por mantenimiento, averías o mal funcionamiento, disminución del rendimiento de los módulos a bajas irradiancias, etc.



← **Figura 5.26.** Pérdidas en una instalación fotovoltaica conectada a la red.

La variabilidad de este parámetro *PR* hace necesario el uso de programas o aplicaciones informáticas que utilizan los datos meteorológicos de irradiación y temperatura ambiente de los lugares de instalación y modelos matemáticos para la simulación del comportamiento de los componentes de la instalación para su cálculo.

Con los datos de partida anteriores se realiza la estimación de la energía inyectada en la red empleando la siguiente expresión:

$$[14] \qquad W_d = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{G\,máx} \cdot PR}{G_{CEM}}$$

W_d: energía diaria inyectada en la red (kWh)

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (kWh/(m^2·día))

$P_{G\,máx}$: potencia máxima o de pico del generador fotovoltaico (kW)

PR: rendimiento energético de la instalación, expresado en tanto por uno

G_{CEM}: irradiancia en condiciones CEM (constante de valor 1 kW / m^2)

Los datos obtenidos se deben presentar en forma de tabla indicando los valores medios mensuales y el promedio anual como se puede ver en el ejemplo siguiente.

saber más

El kilovatio pico (kWp) habitualmente utilizado para indicar la potencia de un generador o un módulo fotovoltaico no es una nueva unidad, se utiliza para subrayar que ese dato de potencia del generador o del módulo es el valor máximo que puede entregar en condiciones CEM.

Otro parámetro importante en una instalación fotovoltaica conectada a la red es la **productividad anual del generador** (Y_F) que es el cociente entre la energía eléctrica anual inyectada a la red y la potencia máxima o de pico del generador fotovoltaico. Este parámetro se suele especificar en kWh/kWp (kilovatios hora anuales por kilovatio pico) y se utiliza para comparar la productividad entre diferentes instalaciones.

$$[15] \qquad Y_F = \frac{W_a}{P_{G\,máx}}$$

Y_F: productividad anual del generador fotovoltaico (kWh/kWp)

W_a: energía anual inyectada en la red (kWh)

$P_{G\,máx}$: potencia máxima o de pico del generador fotovoltaico (kW ó kWp)

Aunque teóricamente se obtienen productividades de 1.300 a 1.500 kWh/kWp, la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red actualmente en funcionamiento tienen una productividad anual en el rango 900...1.200 kWh/kWp.

Estas diferencias entre la estimación teórica y el valor real de la productividad de una instalación fotovoltaica se reducen con una selección adecuada de los componentes que mejore la calidad de la instalación y con un mantenimiento correcto que reduzca las pérdidas asociadas al funcionamiento.

EJEMPLO

Para un generador de 15 kW de potencia nominal y 16,83 kW de potencia de pico instalado en Burgos, con una inclinación de 33° y un acimut de 0°, se han estimado las siguientes pérdidas:

- Pérdidas por dispersión de los parámetros de los módulos fotovoltaicos: 3 %.
- Pérdidas por polvo, angulares y espectrales: 4 %.
- Pérdidas por sombreado: 1%.
- Pérdidas por temperatura. Las calcula la aplicación o programa informático a partir de los datos del lugar de instalación, Burgos, y la temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico, en este caso TONC = 47 °C.
- Pérdidas en el cableado: 1,5 %.
- Pérdidas en el inversor: 3 %.
- Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico: 5 %.
- Otras pérdidas (paradas, averías, baja irradiancia, etc.): 2 %.

Calcular la productividad anual del generador (Y_F) utilizando los resultados de rendimiento obtenidos mediante una aplicación realizada con una hoja de cálculo que se muestran en la tabla 5.6.

Generador $P_{G\,máx}$ = 16,83 kW pico, orientado al Sur, $\alpha = 0°$ e inclinado $\beta = 33°$				
Mes	G_{dm} (0) [kWh/(m² · día)]	G_{dm} ($\alpha = 0°$, $\beta = 33°$) [kWh/(m² · día)]	*PR*	W_d (kWh/día)
Enero	1,03	1,184	0,7965	15,88
Febrero	2,22	2,554	0,7894	33,93
Marzo	2,99	3,443	0,7822	45,33
Abril	4,00	4,595	0,7757	59,99
Mayo	5,03	5,785	0,7663	74,61
Junio	5,95	6,847	0,7355	84,75
Julio	6,38	7,335	0,7268	89,72
Agosto	5,58	6,414	0,7274	78,52
Septiembre	4,01	4,616	0,7355	57,14
Octubre	2,79	3,205	0,7691	41,49
Noviembre	1,44	1,651	0,7841	21,79
Diciembre	0,81	0,930	0,7937	12,42
Promedio anual	**3,52**	**4,05**	**0,7652**	**51,30**

↑ **Tabla 5.6.** Valores medios mensuales y promedio anual de producción de energía eléctrica de la instalación fotovoltaica del ejemplo.

Solución:

Multiplicando la energía diaria por los días de cada mes y sumando se obtiene la producción anual (W_a) como se muestra en la tabla 5.7.

Mes	W_d (kWh/día))	Días por mes	Producción mensual (kWh)
Enero	15,88	31	492,21
Febrero	33,93	28	950,08
Marzo	45,33	31	1.405,24
Abril	59,99	30	1.799,64
Mayo	74,61	31	2.312,83
Junio	84,75	30	2.542,42
Julio	89,72	31	2.781,33
Agosto	78,52	31	2.434,12
Septiembre	57,14	30	1.714,24
Octubre	41,49	31	1.286,13
Noviembre	21,79	30	653,76
Diciembre	12,42	31	384,92
		Producción anual (W_a)	**18.756,93**

↑ **Tabla 5.7.** Producción anual de la instalación.

Como la potencia máxima o de pico del generador es de 16,83 kW, la productividad anual del generador vale:

$$Y_F = \frac{W_a}{P_{G\,máx}} = \frac{18.756,93}{16,83} = 1.114,5 \text{ kWh / kWp}$$

3. Dimensionado de los conductores en un sistema fotovoltaico conectado a la red

prevención de riesgos laborales (PRL)

Las cinco reglas de oro para trabajos sin tensión sólo se pueden aplicar parcialmente en las instalaciones fotovoltaicas:

1. Desconectar. (*En el generador fotovoltaico sólo podemos dejarlo sin carga, pero los circuitos de los módulos fotovoltaicos estarán bajo tensión en presencia de luz*).
2. Prevenir cualquier posible realimentación o reencendido (bloqueo, candados, llaves).
3. Verificar la ausencia de tensión (*No es posible «apagar» el generador fotovoltaico, únicamente de noche o cubriendo completamente los módulos con elementos opacos se puede asegurar la ausencia de tensión*).
4. Poner a tierra y en cortocircuito (*Esta regla no tiene ningún efecto de prevención en la zona del generador fotovoltaico*).
5. Proteger frente a los elementos próximos en tensión y establecer una señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo.

Se realiza siguiendo el mismo procedimiento explicado en el apartado 3 de la unidad 4 que se refiere al dimensionado de los conductores de un sistema fotovoltaico autónomo con las variaciones que se recogen a continuación.

3.1. Recopilación de datos

Se necesitan datos de **potencias o intensidades, tensiones y longitudes** de los diferentes tramos de la instalación.

En lo referente a **tensiones**, en el tramos de **c.a.** lo habitual es tener tensiones de **230 V en monofásica o 400 V en trifásica**. En los tramos de **c.c.** se utiliza como dato la **tensión en la caja de conexiones del generador fotovoltaico**, tomando como tal la **tensión en el punto de máxima potencia**, $U_{G\,mpp}$ en condiciones CEM, del generador fotovoltaico. Esta tensión tiene valores típicos superiores a 120 V.

Los **tramos de línea característicos** de una instalación de este tipo son los siguientes (figura 5.27):

- Conexión de los módulos conectados en serie de cada cadena a la caja de conexiones del generador fotovoltaico (1).
- Conexión de la caja de conexiones del generador fotovoltaico al inversor (2).
- Conexión del inversor con la caja o cuadro de protecciones y medida (3).

Las **corrientes a considerar en cada tramo** de línea son:

- En el tramo 1, la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico en condiciones CEM. Es un circuito de c.c.
- En el tramo 2, la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones CEM. Es un circuito de c.c.
- En el tramo 3, la corriente de salida del inversor para su potencia nominal y su tensión nominal de c.a. Es un circuito de c.a. que puede ser trifásico o monofásico según la potencia nominal de la instalación.

En **todos los tramos se debe multiplicar el valor de la intensidad considerado por 1,25** en cumplimiento de la instrucción ITC BT 40 que se refiere a las instalaciones generadoras de baja tensión, en el apartado 5 de dicha instrucción dice «los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador».

3.2. Máxima caída de tensión permitida

Es de aplicación la instrucción ITC BT 40 que se refiere a las instalaciones generadoras de baja tensión, el apartado 5 de dicha instrucción dice «los cables

de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal». Es decir, desde el generador fotovoltaico hasta la caja o cuadro de protecciones y medida, que incluiría los tramos 1, 2 y 3 de la figura 5.27, **la caída de tensión no será superior al 1,5%**. Esta caída de tensión se debe repartir entre cada tramo, y dado que los valores de tensión y corriente son muy similares en todos ellos, un buen criterio puede ser repartirla proporcionalmente a las longitudes.

3.3. Tipos o métodos de instalación

Los **tipos de instalación que se utilizan habitualmente** son los mismos que se emplean en los sistemas fotovoltaicos autónomos (véase el apartado 3.3. de la unidad 4). Para cada uno de los tramos de línea de la figura 5.27 son:

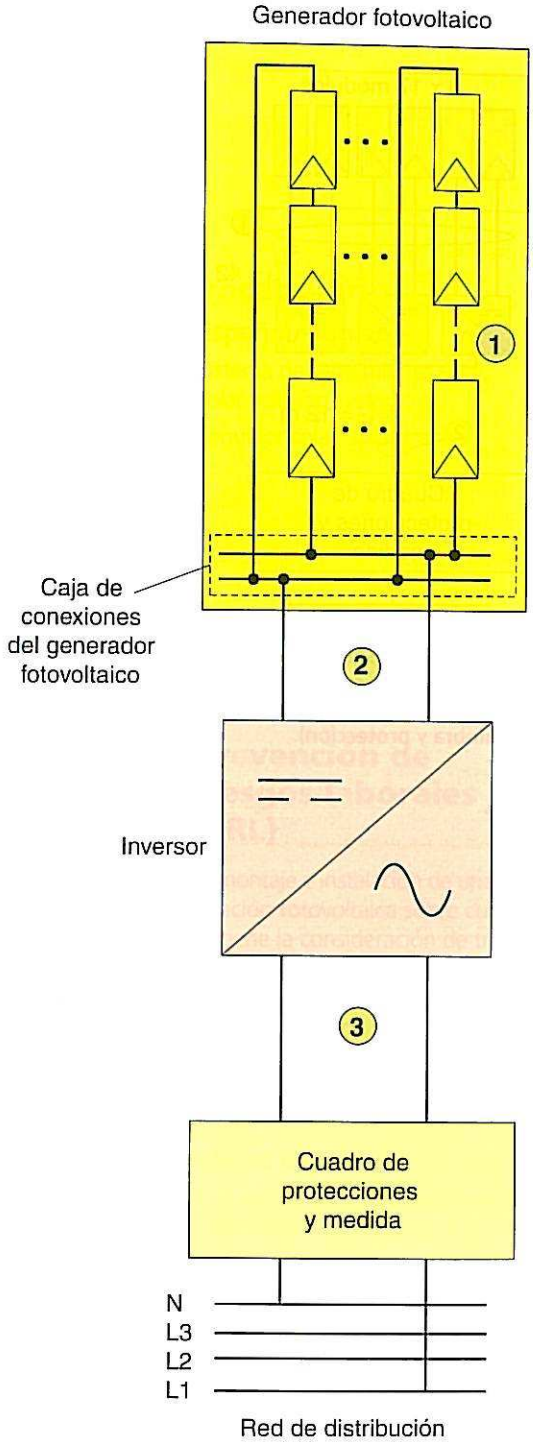
- Tramo de línea 1, conexionado de los módulos: se utiliza cable al aire sobre superficie o en bandeja perforada (método de instalación E) o canal con tapa (método de instalación B1).
- Tramo de línea 2, conexionado del generador fotovoltaico al inversor: se utiliza cable al aire sobre superficie o en bandeja perforada (método de instalación E) o cable en el interior de tubo o canal cerrada (método de instalación B1) en instalaciones fotovoltaicas con el generador sobre tejado o pared. Si el generador fotovoltaico está situado en superficie, este tramo de línea será de cable en conducto enterrado (método de instalación D)
- Tramo de línea 3, conexionado del inversor a la caja o cuadro de protecciones y medida: este tramo de línea esta en interior y se usa cable en el interior de tubo o canal cerrada (método de instalación B1).

3.4. Tipos de cable

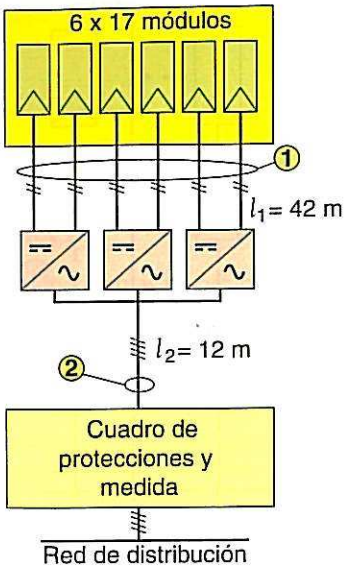
Se utilizan los mismos tipos de cables que en los sistemas fotovoltaicos autónomos (véase el apartado 3.4. de la unidad 4).

3.5. Cálculo de la sección por caída de tensión y por calentamiento

Se utiliza el mismo procedimiento y las mismas tablas que en los sistemas fotovoltaicos autónomos y que se explican en los apartados 3.5 y 3.6 de la unidad 4.



↑ **Figura 5.27.** Tramos de línea en un sistema fotovoltaico conectado a la red (no se indican los dispositivos de maniobra y protección).



↑ **Figura 5.28.** Esquema unifilar de la instalación eléctrica del ejemplo (no se indican los dispositivos de maniobra y protección).

EJEMPLO

Calcular las secciones de los conductores de la instalación conectada a la red del generador del ejemplo de la página 128, representado en la figura 5.25 que tiene las siguientes características y condiciones de instalación (figura 5.28):

- La instalación está situada en la azotea de un edificio industrial, formando 6 filas de 17 módulos cableadas al aire sobre bandeja perforada. La fila con el tramo de línea de longitud más desfavorable tiene 42 metros.
- El tramo de línea 2 de conexionado de los inversores con el cuadro de protección y medida es de 12 metros y está canalizada en el interior de una canaleta cerrada.
- La temperatura ambiente máxima para los tramos de línea 1 es de 50 °C y pueden quedar expuestos al Sol en algunas horas del día.
- Todo el cableado se quiere realizar con cable unipolar de asilamiento termoestable y conductor de cobre.

Solución:

1. Recopilación de datos:

a. Potencias o intensidades, tensiones y longitudes de los diferentes tramos de la instalación (figura 5.28):

- Tramo de línea 1, conexionado de los módulos con los inversores. La intensidad de cortocircuito de un módulo en condiciones CEM es I_{sc} = 5,1 A. Aplicando el coeficiente 1,25 a la intensidad se obtiene: $I_1 = 1{,}25 \cdot 5{,}1 = 6{,}38$ A.

  Tensión máxima de la rama:

  $U_{G\,mpp} = 17 \cdot U_{mpp} = 17 \cdot 34{,}3 = 583{,}1$ V.

  Longitud del tramo: l_1 = 42 m.

- Tramo de línea 2, conexionado de los inversores con el cuadro de protecciones y medida. La potencia nominal de los tres inversores suma 15 kW. El sistema de corriente alterna es trifásico de 400 V de tensión nominal.

  Con estos datos, la intensidad nominal de salida de los inversores:

  $$I_{inv\,ca} = \frac{P_{n\,inv}}{\sqrt{3} \cdot U_{n\,ca}} = \frac{15.000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 21{,}65 \text{ A}$$

  Aplicando el coeficiente 1,25 a la intensidad:

  $I_2 = 1{,}25 \cdot 21{,}65 = 27{,}06$ A.

  Longitud del tramo: l_2 = 12 m.

2. Cálculo por caída de tensión: la máxima caída de tensión de 1,5%, se reparte equitativamente entre los dos tramos dejando 0,75% de caída para cada uno.

Tramo de línea 1:

$$S_1 = \frac{200 \cdot l_1 \cdot I_1}{\Delta U_{\%1} \cdot U \cdot \gamma_\theta} = \frac{200 \cdot 42 \cdot 6{,}38}{0{,}75 \cdot 583{,}1 \cdot 45} = 2{,}72 \text{ mm}^2$$

Tramo de línea 2:

$$S_2 = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot l_2 \cdot I_2}{\Delta U_{\%2} \cdot U \cdot \gamma_\theta} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 12 \cdot 27{,}06}{0{,}75 \cdot 400 \cdot 45} = 4{,}16 \text{ mm}^2$$

3. Cálculo por calentamiento:

a. Las intensidades de cada tramo, multiplicadas por el coeficiente 1,25 según la ITC BT 40, son:

$I_1 = 6{,}38$ A

$I_2 = 27{,}06$ A

b. Factores de corrección:

- En el tramo 1, según los datos del enunciado, la temperatura ambiente puede alcanzar 50 °C. Según la tabla 4.8 de la unidad 4, se aplica el factor de corrección 0,89 a la intensidad I_1.
- En el tramo 1, de conexionado de los módulos fotovoltaicos, hay seis circuitos dentro del mismo conducto. Consultando la tabla 4.9 de la unidad 4, se obtiene un factor de corrección de 0,55 que hay que aplicar a la intensidad I_1.
- Según el enunciado el tramo de línea 1 está expuesto a la radiación solar, se aplica el factor de corrección 0,9 a la intensidad I_1.
- Calculamos la nueva intensidad del tramo 1, aplicando los factores de corrección:

$$I_1 = \frac{6{,}38}{0{,}55 \cdot 0{,}89 \cdot 0{,}9} = 14{,}48 \text{ A}$$

- Al tramo de línea 2 no le afecta ningún factor de corrección.

c. Con las intensidades de cada tramo corregidas se determinan las secciones utilizando la tabla 4.6 de la unidad 4.

- Tramo de línea 1: método de instalación E, circuito bipolar con cables con conductor de cobre y aislamiento termoestable (XLPE2). En la columna 12 de dicha tabla obtenemos:

$I_1 = 14{,}48$ A $\rightarrow$ $S_1 = 1{,}5$ mm^2.

- Tramo de línea 2: método de instalación B1, circuito tripolar con cables con conductor de cobre y aislamiento termoestable (XLPE3). En la columna 8 de dicha tabla obtenemos:

$I_2 = 27{,}06$ A $\rightarrow$ $S_2 = 4$ mm^2.

4. Los resultados de las secciones calculadas por los dos métodos, caída de tensión y calentamiento, se comparan y se elige la mayor de cada caso, ajustando a la sección comercial superior si es necesario:

Sección del tramo de línea	Por caída de tensión	Por calentamiento	Sección comercial elegida
S_1	2,72 mm^2	1,5 mm^2	2,72 $\rightarrow$ 4 mm^2
S_2	4,16 mm^2	4 mm^2	4,16 $\rightarrow$ 6 mm^2

↑ **Tabla 5.8.** Secciones calculadas y secciones comerciales elegidas.

vocabulario

Español - Inglés

Sistema de seguimiento solar: *solar tracking system.*

Seguidor solar: *solar tracker.*

prevención de riesgos laborales (PRL)

El montaje e instalación de una instalación fotovoltaica sobre cubierta tiene la consideración de trabajo relacionado con el montaje y mantenimiento de cubiertas de materiales ligeros, con claraboyas o lucernarios donde **las principales situaciones de riesgo y los factores asociados** son:

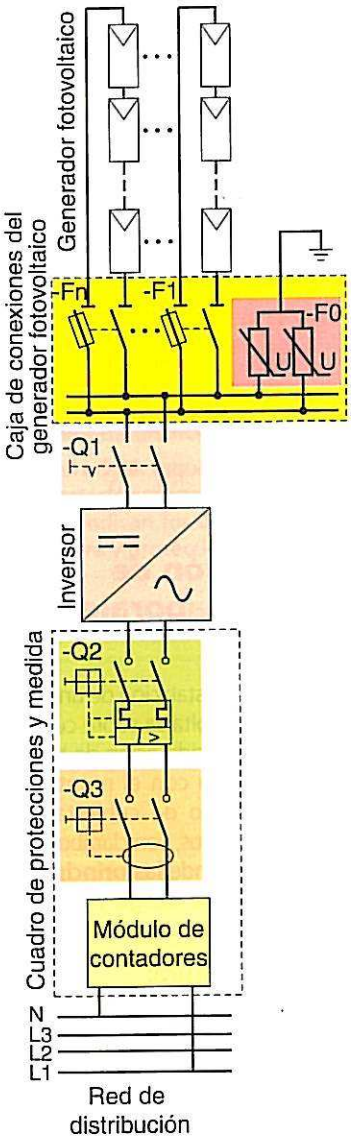
Caídas en altura:

- Al subir o bajar mediante escaleras portátiles o fijas.
- Rotura de la cubierta al paso del operario.
- Pisar directamente sobre claraboyas o tragaluces de baja resistencia.
- Inclemencias meteorológicas (viento, lluvia...).

Caída de objetos o de parte de la cubierta sobre personas:

- Por acumular cargas excesivas.
- Al pisar directamente sobre la superficie rompiéndose una parte de la misma.
- Por contactos eléctricos con conductores accesibles desde la cubierta.

4. Aparatos de maniobra y protección en un sistema fotovoltaico conectado a la red



↑ **Figura 5.29.** Esquema básico de una instalación fotovoltaica conectada a la red de potencia inferior o igual a 5 kW.

La figura 5.29. muestra el esquema básico de una instalación fotovoltaica conectada a la red. Si la potencia de la instalación es inferior o igual a 5 kW la salida del inversor es monofásica, si la potencia es superior a 5 kW la salida del inversor es trifásica.

Todo lo referido a protecciones y maniobra que se ha visto en la unidad 4, apartado 4, es de aplicación a los sistemas conectados a la red, puesto que el circuito es el mismo, excluyendo todo lo referente a la carga y almacenamiento de energía en la batería de acumuladores.

El inversor o los inversores de un sistema conectado a la red deben cumplir una serie de requisitos en lo referente a protecciones como se ha visto en la unidad 3, apartado 8.6.

El cuadro de protecciones y medida está sujeto a las normas de la compañía eléctrica con la que se contrate el servicio. En general debe incluir un interruptor automático magnetotérmico (Q2) que debe ser accesible para la compañía eléctrica, un interruptor diferencial (Q3) de 30 mA de sensibilidad y un módulo de contadores que cumple la misión de medir tanto la energía eléctrica saliente como la entrante.

5. Sistemas de seguimiento solar

En los sistemas fotovoltaicos vistos hasta ahora, la superficie del generador fotovoltaico mantiene una posición fija que se determina en función del uso que se hace de la instalación. Sin embargo, resulta evidente que si la superficie del generador pudiese seguir la trayectoria del Sol y mantenerse perpendicular a su dirección la energía recolectada sería máxima. Este es el objetivo de los sistemas de seguimiento solar, aumentar la energía recibida por el generador utilizando mecanismos de movimiento que lo orienten en la dirección adecuada. Lo sistemas de seguimiento más habituales se clasifican en cuatro tipos en función del tipo de seguimiento que realizan mediante el uso de uno o dos ejes de movimiento:

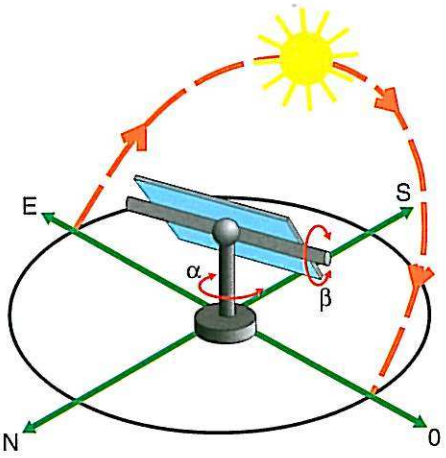
- **Dos ejes** (figura 5.30). Un eje gira modificando la inclinación β y otro eje gira modificando el acimut α del generador fotovoltaico de forma que la superficie se mantiene siempre perpendicular al Sol. Es el único sistema que es capaz de efectuar un seguimiento óptimo del Sol. Dependiendo de la latitud, la energía recibida puede aumentar hasta un 40% respecto una superficie fija. También reciben el nombre de helióstatos.
- **Un eje polar** (figura 5.31). Un eje de giro, inclinado un ángulo constante β igual a la latitud del lugar, mantiene a la superficie del generador fotovoltaico orientada hacia el Sur siguiendo un ángulo α para que la superficie se mantenga perpendicular a la dirección del Sol. La velocidad de giro es constante de 15° por hora. Es un sistema bastante utilizado que consigue un incremento en la energía recibida en el generador de un 30% respecto a una superficie fija.
- **Un eje azimutal** (figura 5.32). La superficie gira sobre un eje vertical siguien-

do un ángulo α. La superficie del generador se mantiene un ángulo β de inclinación constante igual a la latitud. El giro de la superficie se regula para que la perpendicular a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al Sol. La velocidad de giro es variable a lo largo del día. El incremento de energía recibida es muy parecido al de un eje polar con la ventaja de la mayor sencillez y economía de la estructura.

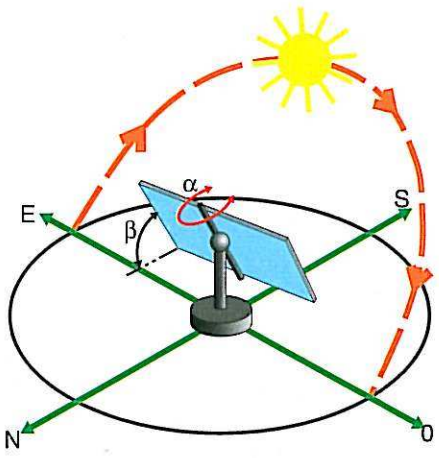
- **Un eje horizontal** (figura 5.33). La superficie gira sobre un eje horizontal orientado en dirección norte-sur siguiendo un ángulo α. El giro se regula para que la perpendicular a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol. Consigue un incremento en la energía recibida en el generador de un 20%.

El movimiento de los ejes de los diferentes tipos de seguidores se realiza habitualmente con motores eléctricos acoplados a sistemas de engranajes, aunque también se utilizan actuadores hidráulicos.

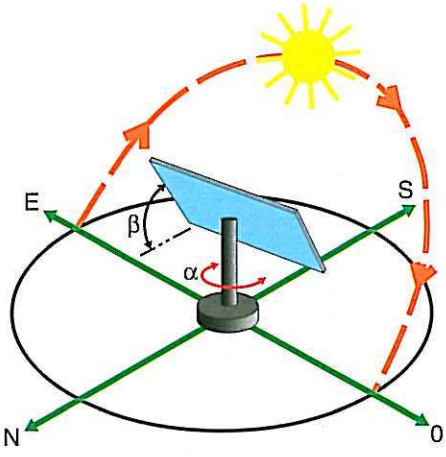
El sistema de control de un seguidor incluye, además del control de posición y velocidad de los motores que mueven los ejes, medida de la velocidad del viento que provoca la orientación del generador en una posición defensiva frente a vientos fuertes, orientación forzada para operaciones de limpieza, posicionamiento nocturno hacia el Este para esperar la salida del Sol, etc.



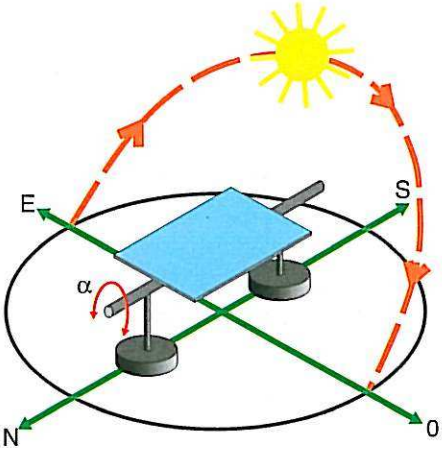
↑ **Figura 5.30.** Sistema de seguimiento de dos ejes.



↑ **Figura 5.31.** Sistema de seguimiento de un eje polar.



↑ **Figura 5.32.** Sistema de seguimiento de un eje azimutal.



↑ **Figura 5.33.** Sistema de seguimiento de un eje horizontal.

prevención de riesgos laborales (PRL)

Normas de actuación para el trabajo en cubiertas:

- Nunca pisar directamente sobre una cubierta ligera. Se deben instalar pasarelas de circulación. Si el acceso es frecuente las pasarelas de circulación deben dejarse permanentemente.
- El arnés asociado a algún dispositivo anticaída puede amarrarse directamente a un punto de anclaje o a una línea de vida unida a dos puntos sólidos de manera que el trabajador pueda desplazarse por la cubierta.
- No deben dejarse sobre la cubierta objetos, herramientas o materiales para evitar su caída por deslizamiento o por rotura de la cubierta.
- Si las condiciones climatológicas lo desaconsejan, deben suspenderse los trabajos. No se trabajará si llueve o si la velocidad del viento es superior a 50 km/h, debiéndose retirar cualquier material o herramienta que pueda caer desde la cubierta.
- Nunca deben realizarse en solitario trabajos sobre cubiertas.
- Para prevenir el riesgo de contacto eléctrico con cables o partes bajo tensión (como los módulos fotovoltaicos en presencia de luz solar) accesibles desde la cubierta se protegerán mediante fundas aislantes opacas o apantallamientos.

ACTIVIDADES FINALES

1. Se quiere edificar una nave de almacenamiento de materiales de construcción en Granada con una superficie construida de 12.000 m^2. Calcular la potencia de pico mínima del generador fotovoltaico a instalar para cumplir las prescripciones de ahorro energético fijadas en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

2. En un edificio de nueva construcción en Sevilla se quiere instalar un hipermercado de 2.500 m^2 de superficie construida y una clínica con una capacidad de 20 camas que tiene una superficie de 300 m^2 de superficie. Calcular la potencia de pico mínima del generador fotovoltaico a instalar para cumplir las prescripciones de ahorro energético fijadas en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

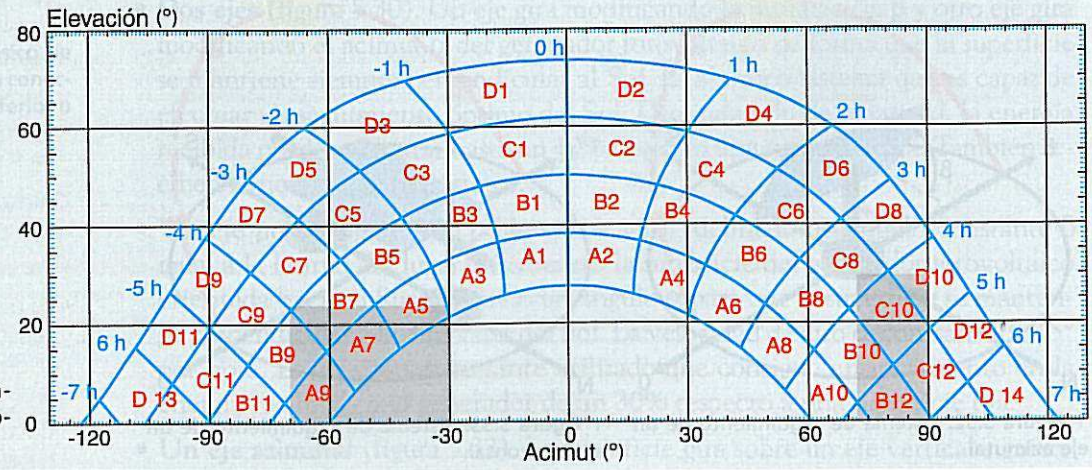
3. Sobre la cubierta del tejado de una vivienda unifamiliar se quiere instalar un generador fotovoltaico con módulos de silicio monocristalino de 170 W con unas dimensiones de 1,62 m x 0,82 m. La cubierta del tejado con mejor orientación tiene 10 metros de largo y 7 metros de ancho.
   a) Determinar el número máximo de módulos que se puede instalar.
   b) Comprobar la disposición más favorable de los módulos según su posición en el tejado.
   c) Calcular la potencia máxima de generador fotovoltaico que se puede instalar para la disposición más favorable.

4. Se quiere instalar un generador fotovoltaico sobre el tejado de un edificio en Lugo, latitud 43°, con una orientación de 45° hacia el Este. Sabiendo que el montaje del generador es de tipo general, determinar la inclinación máxima y mínima que se le puede dar al generador para que cumpla los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

5. En un generador fotovoltaico se quiere utilizar un inversor multicadena trifásico con las siguientes características:
   - Potencia nominal del inversor: 8 kW.
   - Rango de tensión del MPP: 350...750 V y tensión de vacío máxima: 850 V.
   - Corriente nominal por fase en la salida de c.a.: 11,6 A.
   - Dispone de tres entradas MPP con una corriente máxima por cada entrada de c.c.: 8 A.
   - Potencia máxima del generador: 9.600 W.

   Para el generador fotovoltaico se quiere utilizar el módulo de la marca Solarworld, tipo SW200 (véanse sus características en la tabla 1.5, del apartado Mundo Técnico en la unidad 1). Calcular:
   a) Máximo número de módulos que se pueden conectar en cada entrada MPP.
   b) Comprobar los límites de trabajo del inversor con la cantidad de módulos calculada en el apartado anterior.

6. Se ha trazado el perfil de los obstáculos que afectan a un generador fotovoltaico sobre un diagrama de trayectorias (figura 5.34). El generador está situado en Murcia, y tiene una inclinación de 40° y un acimut de 30°. Calcular el factor de sombreado correspondiente a las pérdidas por sombras que producen dichos obstáculos.

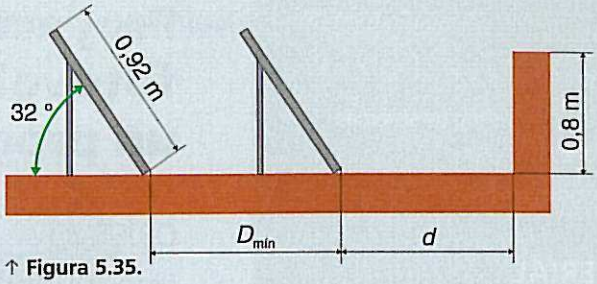


→ **Figura 5.34.** Diagrama de trayectorias del ejercicio 6.

■ 7. La figura 5.35 muestra la disposición de la primera y segunda fila de un generador fotovoltaico situado en la cubierta de una nave industrial localizada en Palencia (latitud 42º). Para limitar el sombreado sobre los módulos se pide:

a) La distancia d entre la primera fila y el peto perimetral.

b) La distancia mínima $D_{mín}$ entre filas de módulos.



↑ **Figura 5.35.**

■ 8. La tabla siguiente recoge los datos del valor medio mensual G_{dm} (α, β) de la irradiación diaria sobre el plano de un generador fotovoltaico y el valor medio mensual de la energía diaria inyectada en la red. El sistema está instalado en Madrid con una inclinación de 30º y un acimut de 15º, tiene una potencia nominal de 4,6 kW y una potencia de pico del generador de 5,44 kW.

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
G_{dm} (α=15°, β=30°) [kWh/(m² · día)]	2,02	3,11	4,48	6,20	6,71	7,46	8,20	7,28	5,11	3,41	2,32	1,98
W_d (kWh/día)	8,19	12,52	17,83	24,33	26,06	27,41	29,65	26,41	18,84	13,33	9,27	8,03

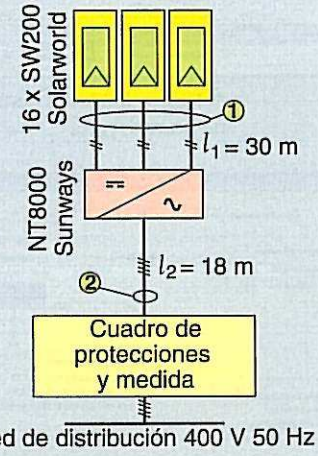
↑ **Tabla 5.9.**

a) Calcular el rendimiento energético de la instalación o «performance ratio» PR, mensual y anual.

b) Obtener la productividad anual del generador (Y_F).

■ 9. Calcular las secciones de los conductores de la instalación conectada a la red representada por el esquema unifilar de la figura 5.36 que tiene las siguientes características y condiciones de instalación:

- La instalación está situada en el tejado de un edificio, sobre una de las cubiertas, formando 3 filas de 16 módulos cableadas en el interior de canaleta cerrada. La fila con el tramo de línea de longitud más desfavorable tiene 30 metros.
- El tramo de línea 2, de conexionado del inversor multicadena con el cuadro de protecciones y medida, es trifásico de 400 V y está canalizado en el interior de una canaleta cerrada.
- La temperatura ambiente máxima para los dos tramos de línea es de 55ºC y están protegidos de la exposición al Sol.
- Todo el cableado se quiere realizar con cable unipolar de aislamiento termoestable y conductor de cobre.



↑ **Figura 5.36.** Esquema unifilar.

entra en internet

■ 10. Haz un resumen con información sobre tres plantas de generación fotovoltaica conectadas a la red, que como mínimo incluya estos apartados:

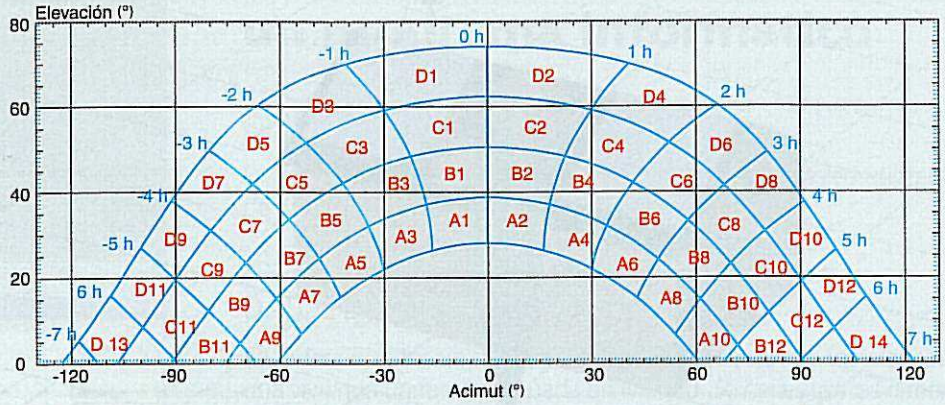
- Tipo de red en la que inyectan su producción (alta, media o baja tensión)
- Potencia de pico de la central. Si tiene varios campos fotovoltaicos, indica la potencia de pico de cada campo.
- Tipo y tecnología de los módulos fotovoltaicos utilizados.
- Tipo de generadores: fijos, con seguidores solares, etc.

En los siguientes enlaces encontrarás información sobre todo tipo de plantas de generación fotovoltaica instaladas en el mundo. En dos de ellos se ofrece una clasificación en función de la potencia de pico de las plantas. Otro corresponde a la central fotovoltaica Toledo PV que proporciona información completa sobre sus características.

- http://www.rankingsolar.com/parques-solares/
- http://www.pvresources.com/en/top50pv.php
- http://www.toledopv.com

MUNDO TÉCNICO

Diagrama de trayectorias y tablas de referencia para el cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras (1)



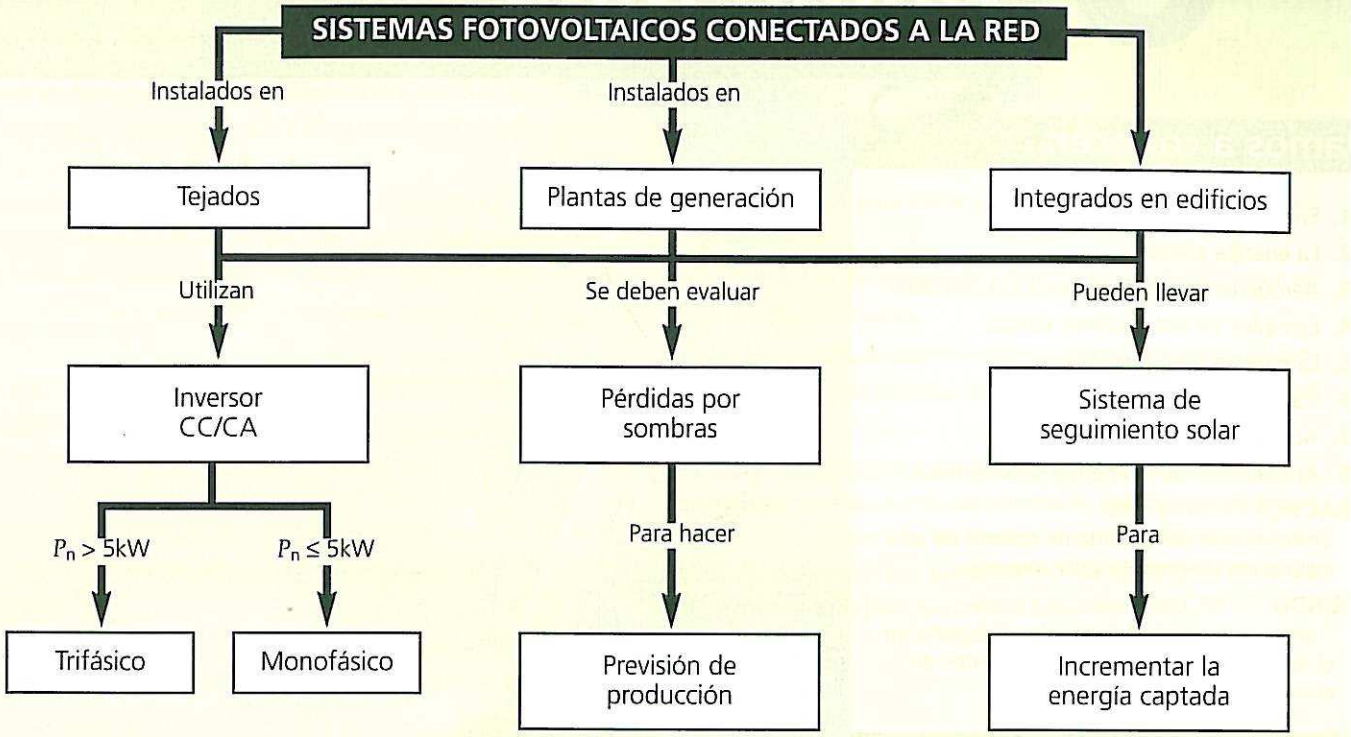
	β = 35° ; α = 0°				β = 0° ; α = 0°				β = 90° ; α = 0°				β = 35° ; α = 30°			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,01	0,12	0,44	0,00	0,01	0,18	1,05	0,00	0,01	0,02	0,15	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,13	0,41	0,62	1,49	0,05	0,32	0,70	2,23	0,23	0,50	0,37	0,10	0,02	0,10	0,19	0,56
7	1,00	0,95	1,27	2,76	0,52	0,77	1,32	3,56	1,66	1,06	0,93	0,78	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,84	1,50	1,83	3,87	1,11	1,26	1,85	4,66	2,76	1,62	1,43	1,68	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,70	1,88	2,21	4,67	1,75	1,60	2,20	5,44	3,83	2,00	1,77	2,36	2,24	1,60	1,92	4,14
1	3,15	2,12	2,43	5,04	2,10	1,81	2,40	5,78	4,36	2,23	1,98	2,69	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,17	2,12	2,33	4,99	2,11	1,80	2,30	5,73	4,40	2,23	1,91	2,66	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,70	1,89	2,01	4,46	1,75	1,61	2,00	5,19	3,82	2,01	1,62	2,26	2,93	2,08	2,23	5,02
6	1,79	1,51	1,65	3,63	1,09	1,26	1,65	4,37	2,68	1,62	1,30	1,58	2,14	1,82	2,00	4,46
8	0,98	0,99	1,08	2,55	0,51	0,82	1,11	3,28	1,62	1,09	0,79	0,74	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,11	0,42	0,52	1,33	0,05	0,33	0,57	1,98	0,19	0,49	0,32	0,10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,02	0,10	0,40	0,00	0,02	0,15	0,96	0,00	0,02	0,02	0,13	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,22

	β = 90° ; α = 30°				β = 35° ; α = 60°				β = 90° ; α = 60°				β = 35° ; α = −30°			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,06	0,01	0,15	0,51	0,00	0,00	0,08	0,16	0,00	0,01	0,27	0,78	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,56	0,06	0,14	0,43	0,02	0,04	0,04	0,02	0,09	0,21	0,33	0,76	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,80	0,04	0,07	0,31	0,02	0,13	0,31	1,02	0,21	0,18	0,27	0,70	1,34	1,28	1,73	3,79
5	3,06	0,55	0,22	0,11	0,64	0,68	0,97	2,39	0,10	0,11	0,21	0,52	2,17	1,79	2,21	4,70
3	4,14	1,16	0,87	0,67	1,55	1,24	1,59	3,70	0,45	0,03	0,05	0,25	2,90	2,05	2,43	5,20
1	4,87	1,73	1,49	1,86	2,35	1,74	2,12	4,73	1,73	0,80	0,62	0,55	3,12	2,13	2,47	5,20
2	5,20	2,15	1,88	2,79	2,85	2,05	2,38	5,40	2,91	1,56	1,42	2,26	2,88	1,96	2,19	4,77
4	5,02	2,34	2,02	3,29	2,86	2,14	2,37	5,53	3,59	2,13	1,97	3,60	2,22	1,60	1,73	3,91
6	4,46	2,28	2,05	3,36	2,24	2,00	2,27	5,25	3,35	2,43	2,37	4,45	1,27	1,11	1,25	2,84
8	3,54	1,92	1,71	2,98	1,51	1,61	1,81	4,49	2,67	2,35	2,28	4,65	0,52	0,57	0,65	1,64
10	2,26	1,19	1,19	2,12	0,23	0,94	1,20	3,18	0,47	1,64	1,82	3,95	0,02	0,10	0,15	0,50
12	1,17	0,12	0,53	1,22	0,00	0,09	0,52	1,96	0,00	0,19	0,97	2,93	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,22	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,55	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,08

	β = 90° ; α = −30°				β = 35° ; α = −60°				β = 90° ; α = −60°			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,56	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,05	0,60	1,28	0,00	0,04	0,60	2,09	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,43	1,17	1,38	2,30	0,27	0,91	1,42	3,49	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,42	1,82	1,98	3,15	1,51	1,51	2,10	4,76	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,43	2,24	2,24	3,51	2,25	1,95	2,48	5,48	3,36	2,37	2,56	4,61
3	4,12	2,29	2,18	3,38	2,80	2,08	2,56	5,68	3,49	2,06	2,10	3,67
1	4,05	2,11	1,93	2,77	2,78	2,01	2,43	5,34	2,81	1,52	1,44	2,22
2	3,45	1,71	1,41	1,81	2,32	1,70	2,00	4,59	1,69	0,78	0,58	0,53
4	2,43	1,14	0,79	0,64	1,52	1,22	1,42	3,46	0,44	0,03	0,05	0,24
6	1,24	0,54	0,20	0,11	0,62	0,67	0,85	2,20	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,40	0,03	0,06	0,31	0,02	0,14	0,26	0,92	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,01	0,06	0,12	0,39	0,02	0,04	0,03	0,02	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,01	0,13	0,45	0,00	0,01	0,07	0,14	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,36

(1) Fuente: pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a la red (IDAE)

EN RESUMEN



EVALÚA TUS CONOCIMIENTOS

1. Un sistema fotovoltaico conectado a la red, instalado en el tejado de una vivienda, en España, puede usarse para:

a) Alimentar los receptores de la vivienda.

b) Inyectar energía a la red exclusivamente.

c) Las dos respuestas anteriores son ciertas.

2. La potencia nominal de un sistema fotovoltaico conectado a la red es:

a) La potencia nominal del inversor o la suma de potencias nominales si son varios.

b) La potencia de pico del generador fotovoltaico.

c) La potencia del generador multiplicada por 1,25.

3. Para calcular la sección de los conductores de un sistema fotovoltaico conectado a la red hay que multiplicar:

a) Por 1,25 la intensidad de los tramos de c.c.

b) Por 1,25 la intensidad de los tramos de c.a.

c) Por 1,25 las intensidades de todos los tramos de la instalación

4. Las pérdidas por orientación e inclinación y sombras en un sistema fotovoltaico de tipo general conectado a la red, tienen que ser:

a) Como máximo un 10%.

b) Como máximo un 15%.

c) Inferiores a un 10%.

5. En una instalación fotovoltaica conectada a la red, la productividad anual del generador es:

a) El cociente entre la energía eléctrica anual inyectada a la red y la potencia de pico del generador.

b) Un indicador para comparar la productividad entre diferentes instalaciones.

c) Las dos respuestas anteriores son ciertas.

6. Las pérdidas por temperatura en un generador fotovoltaico son:

a) Mayores cuando aumenta la temperatura ambiente.

b) Mayores a temperaturas ambiente bajas.

c) Despreciables y no se deben tener en cuenta.

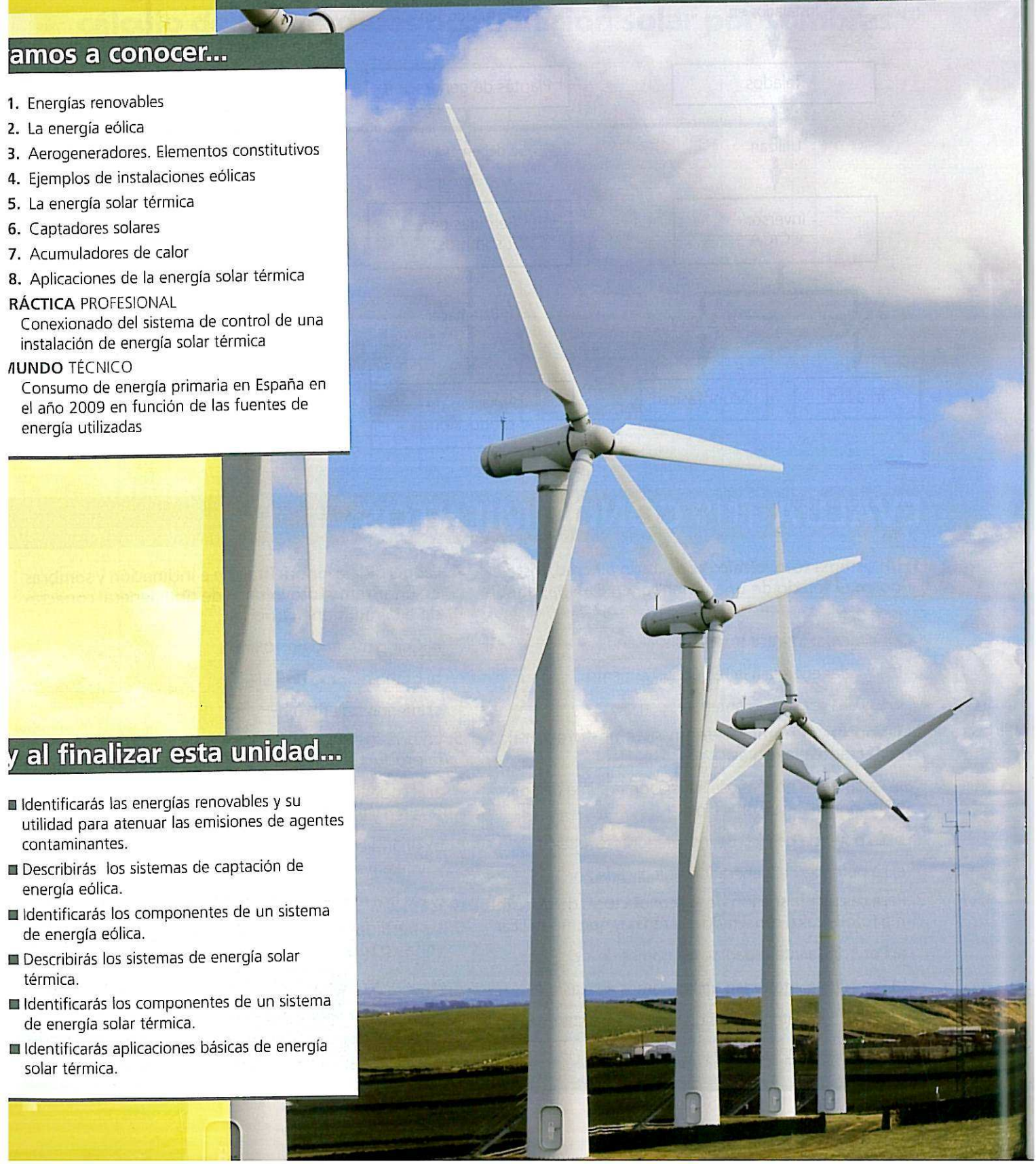
6 Energías renovables

amos a conocer...

1. Energías renovables
2. La energía eólica
3. Aerogeneradores. Elementos constitutivos
4. Ejemplos de instalaciones eólicas
5. La energía solar térmica
6. Captadores solares
7. Acumuladores de calor
8. Aplicaciones de la energía solar térmica

RÁCTICA PROFESIONAL
Conexionado del sistema de control de una instalación de energía solar térmica

/UNDO TÉCNICO
Consumo de energía primaria en España en el año 2009 en función de las fuentes de energía utilizadas



y al finalizar esta unidad...

- Identificarás las energías renovables y su utilidad para atenuar las emisiones de agentes contaminantes.
- Describirás los sistemas de captación de energía eólica.
- Identificarás los componentes de un sistema de energía eólica.
- Describirás los sistemas de energía solar térmica.
- Identificarás los componentes de un sistema de energía solar térmica.
- Identificarás aplicaciones básicas de energía solar térmica.

CASO **PRÁCTICO** INICIAL

situación de partida

Fernando trabaja en la empresa TermoWindSolar, S.A. que dedica su actividad principalmente a la instalación de sistemas de energía eólica y energía solar de todo tipo.

Desarrolla su trabajo como Técnico Electricista en la instalación y puesta en marcha de las instalaciones de energía solar térmica, realizando la instalación eléctrica, la configuración y los ajustes de los diferentes dispositivos eléctricos que forman parte de este tipo de instalaciones.

En una instalación de energía solar térmica se utilizan diferentes dispositivos eléctricos para efectuar tanto el control automático como la aportación de energía de apoyo en periodos de baja o nula radiación solar. Entre otros dispositivos se pueden citar:

- Bombas eléctricas de impulsión o aceleración, que se utilizan para dotar de cierta velocidad o forzar la circulación de fluidos en la instalación.
- Calefactores eléctricos, que se utilizan como elementos de apoyo energético en la producción de calor, en pequeñas instalaciones.
- Sondas de temperatura, utilizadas para dar órdenes de marcha o parada, en función de la temperatura medida, a diferentes actuadores, como bombas, calefactores, etc.
- Sondas de nivel para medir y detectar la altura de un fluido en un depósito.
- Sondas de presión para medir y detectar el valor de la presión en depósitos presurizados.
- Válvulas dotadas de sistema eléctrico para su actuación, que permiten abrir, cerrar o desviar los fluidos de la instalación de forma automática.

Para trabajar con todos estos dispositivos es necesario conocer la misión que cumplen dentro del sistema de energía solar térmica y su correcto conexionado. Además es necesario conocer las posibles configuraciones que pueden tomar con el fin de efectuar los ajustes adecuados para su correcto funcionamiento.

estudio del caso

Antes de empezar a leer esta unidad de trabajo, puedes contestar las dos primeras preguntas. Después analiza cada punto del tema, con el objetivo de contestar al resto de las preguntas de este caso práctico.

1. ¿Qué son las energías renovables?
2. ¿Qué tipos de parques eólicos se instalan en la actualidad?
3. ¿Qué sistemas existen para captación del aire y transformar su energía en energía eléctrica?
4. ¿Qué magnitudes caracterizan a un aerogenerador?
5. ¿Qué elementos constructivos constituyen un aerogenerador?
6. ¿Qué es un sistema de energía solar térmica?
7. ¿Cuáles son los componentes característicos de los sistemas de energía solar térmica?
8. ¿Cuáles son las aplicaciones más importantes de la energía solar térmica?

Primera turbina eólica para generación de electricidad

En los años1887-88 el americano Mr. Charles F. Brush, de Cleveland-Ohio (1849-1929) construyó la que hoy se cree es la primera turbina eólica de funcionamiento automático para generación de electricidad. Era la más grande del mundo, con aspecto de molino tipo americano de rosa de los vientos, formado por 144 palas fabricadas en madera de cedro, con un diámetro de rotor de 17 m y sobre una estructura cuadrada de unos 20 m. Tenía una potencia de 12 kW y durante 20 años cargó las baterías de su mansión. Los modelos actuales, de pocas palas, se deben al profesor y meteorólogo danés Poul la Cour (1846-1908), quien unos años más tarde, descubrió que las turbinas eólicas de giro rápido con pocas palas de rotor son más eficientes para la producción de electricidad que aquellas de giro lento.

1. Energías renovables

Denominamos energía renovable a la **energía que se obtiene de fuentes naturales** que por sus características se consideran **inagotables** debido a la cantidad de energía que contienen o a su capacidad de regeneración.

vocabulario

Español - Inglés

Energía renovable: *renewable energy.*

Energía eólica: *wind power.*

Energía solar: *solar energy, solar power.*

Energía hidráulica: *hydropower, hydroelectricity.*

Energía mareomotriz: *tidal power.*

Energía geotérmica: *geothermal energy.*

Energía biomasa: *biomass.*

Se consideran energías renovables las siguientes:

- **Energía eólica:** produce electricidad mediante aerogeneradores movidos por el viento.
- **Energía solar:** producida por el Sol. En función del proceso utilizado y del tipo de energía final obtenido, se denomina:
  - **Fotovoltaica:** producción directa de electricidad mediante células de material semiconductor denominadas fotovoltaicas.
  - **Termoeléctrica:** producción de vapor para mover una turbina acoplada a un alternador que genera electricidad.
- **Térmica:** calentamiento de fluidos para uso doméstico o industrial.
- **Energía hidráulica:** producida por los ríos y corrientes de agua dulce. Produce electricidad mediante generadores movidos por turbinas que son empujadas por la fuerza del agua.
- **Energía mareomotriz:** producida por los océanos y mares. Se aprovecha el movimiento de agua debido a las mareas para producir electricidad mediante turbinas acopladas a generadores eléctricos. También se utiliza la energía producida por el movimiento de las olas, que se denomina **energía undimotriz**.
- **Energía geotérmica:** producida por el calor almacenado en la Tierra. Se aprovecha el calentamiento natural de aguas subterráneas para aplicaciones térmicas (calefacción, agua caliente sanitaria, etc.) o para producir electricidad si el agua está en forma de vapor.
- **Energía biomasa:** la obtenida de todo material de origen biológico excluyendo aquellos que han sido englobados en formaciones geológicas sufriendo un proceso de mineralización como el carbón, el petróleo o el gas. Se utiliza como energía térmica para producción de calor y agua caliente sanitaria y para producción de electricidad a partir de la generación previa de vapor.

Todas las fuentes de energía anteriores se consideran **no contaminantes** o limpias, excepto **la energía biomasa** que se considera **contaminante**.

Objetivos

Las energías renovables pretenden un doble objetivo: por un lado atenuar las emisiones a la atmósfera de agentes contaminantes y, en segundo término, reducir nuestra dependencia del petróleo.

Los **agentes contaminantes** que degradan nuestra atmósfera son (fig. 6.1):

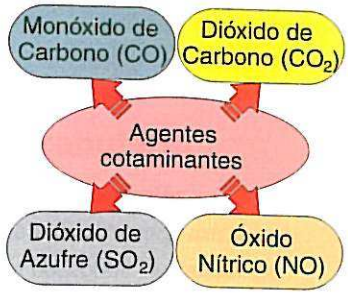
a) **Dióxido de carbono (CO_2):** se produce durante la combustión de materia vegetal (madera o carbón por ejemplo) y de combustibles de origen fósil como el petróleo y gas natural. Su emisión a la atmósfera se considera como la principal causa del cambio climático.

   Por ejemplo, en el parque eólico de Whitelee (Escocia) con 140 aerogeneradores y potencia instalada de 322 MW, se producirá una energía anual suficiente para alimentar a 180.000 hogares y evitará la emisión de hasta 500.000 toneladas de CO_2. Cada kWh generado por energía eólica en vez de carbón, evita 0,6 kg de (CO_2), 1,33 g de dióxido de azufre (SO_2) y 1,67 g de óxido de nitrógeno (NxOy).

b) **Óxido Nítrico (NO):** se produce este agente contaminante por la reacción del oxígeno con el nitrógeno del aire a altas temperaturas de combustión. En las capas bajas de la atmósfera da lugar a la formación de ozono que causa malestar en las vías respiratorias del ser humano.

c) **Monóxido de carbono (CO):** es un gas inodoro, incoloro, inflamable y altamente tóxico. Puede causar la muerte cuando se respira en niveles elevados. Se produce por la combustión incompleta de petróleo, madera, keroseno, carbón, gasolina, etc. en ambientes con poco oxígeno.

d) **Dióxido de azufre (SO_2):** gas incoloro de olor asfixiante. Es liberado en muchos procesos de combustión ya que los combustibles como el carbón, el petróleo, el diésel o el gas natural contienen ciertas cantidades de compuestos azufrados. Se intenta eliminar estos compuestos antes de su combustión, por ejemplo, mediante la hidrosulfatación en los derivados del petróleo o con el lavado del gas natural haciéndolo más dulce. El dióxido de azufre reacciona con el vapor de agua de la atmósfera y ataca a la flora, fauna y edificios con el efecto que denominamos «lluvia ácida», pues en contacto con la atmósfera se transforma en ácido sulfúrico (H_2SO_4).



↑ **Figura 6.1.** Principales agentes contaminantes de la atmósfera.

El principal objetivo en la UE, es cumplir en el año 2020 las cifras 20-20-20, que significan:

- Reducir un 20% los gases de efecto invernadero con respecto a 1990.
- Alcanzar el 20% en energías renovables.
- Rebajar el consumo energético un 20%.

Para **reducir la dependencia exterior**, basta con analizar las cifras que nos dicen que, actualmente, año 2010, la UE depende en un 65% de la energía de fuera y en España este porcentaje asciende al 85%. En la UE se importa el 84% de gas natural y el 90% de petróleo. Estos datos invitan a seguir invirtiendo en los recursos autóctonos que nos aportan las energías renovables.

Como ejemplo, en **España** según datos de REE, en la madrugada del 14 de enero de 2010, se produce la mayor punta de potencia eólica con 11.693 MW lo que dio lugar a cubrir el 42% de la demanda eléctrica peninsular en ese momento. Se han tenido momentos en los que la aportación ha sido del 54,1% (30-12-2009) pero al ser un día y hora de muy baja demanda se tiene que reducir la conexión eólica para aguantar funcionando al mínimo determinadas centrales térmicas.

vocabulario

REE

Siglas de Red Eléctrica de España. Es la empresa que gestiona en exclusiva, como operador, la red de transporte del sistema eléctrico en España.

2. La energía eólica

Aproximadamente el 2% de la energía que nos llega del Sol se transforma en energía cinética de los vientos procedentes de la atmosfera. El 35% de esta energía se disipa en la capa atmosférica a tan solo 1 km por encima del nivel del suelo. Del resto se estima que por su aleatoriedad y dispersión solo podría ser utilizada 1/15 parte, cantidad que hubiera sido suficiente para abastecer del orden de 10 veces el consumo de energía primaria mundial del año 2007 (11.000 Mtep). A finales de 2007 había instalados en el mundo una potencia de 94 GW y se prevé un rápido crecimiento. En el año 2050 se prevé que el 50% de electricidad proceda de las energías renovables y de ella el 30% sea de energía eólica, de ahí su enorme potencial e interés.

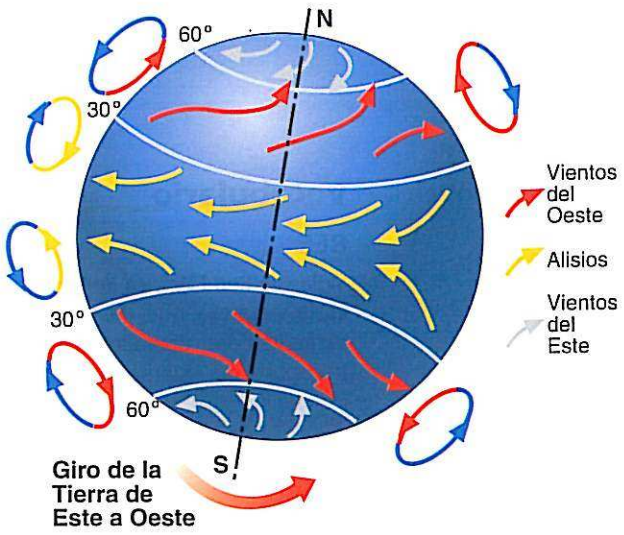
2.1. Tipos y características generales del viento

La corriente de aire producida en la atmósfera por causas naturales es lo que conocemos como viento. Por tanto tenemos que analizar en qué consiste el material viento y qué causa al ponerlo en movimiento.

Un litro de aire pesa 1,225 g a nivel del mar y excluido el contenido de agua e impurezas en suspensión, los elementos y la proporción de su contenido son los indicados en la tabla 6.1.

Proporción	Elemento
78,08 %	Nitrógeno (N_2)
20,95 %	Oxígeno (O_2)
0,93 %	Argón (Ar)
0,03	Dióxido de carbono (CO_2)
0,01%	Neón (Ne), helio (He), metano (CH_4), kriptón (Kr), hidrógeno (H_2), dióxido de nitrógeno (NO_2), xenón (Xe), ozono (O_3).

↑ **Tabla 6.1.** Composición del aire en reposo, libre de humedad y sin impurezas en suspensión.



↑ **Figura 6.2.** Sentido del viento en los hemisferios norte-sur según la fuerza de Coriolis.

La **energía del sol** provoca diferentes niveles de calentamiento y presión en superficie y en la atmósfera terrestre que tienden a eliminarse con la circulación de aire que denominamos viento.

Podemos considerar dos tipos de vientos:

a) Vientos generales debidos a la circulación del aire del planeta.

b) Vientos locales debidos al calentamiento del terreno y a sus características topográficas y orográficas.

Los **vientos globales** circulan por todo el planeta en capas de la estratosfera y se rigen por los cambios de temperatura y presión atmosférica y por la fuerza de Coriolis. Esta fuerza de Coriolis, hace que, visto desde el espacio, el viento del hemisferio norte tienda a girar en el sentido de las agujas del reloj cuando se acerca a un área de bajas presiones y el del hemisferio sur lo haga en sentido contrario (figura 6.2).

Los **vientos locales** se manifiestan más claramente cuando los vientos generales son débiles y cerca de la superficie del terreno se modifica su trayectoria y frenado por efecto de la interacción con el terreno debido al rozamiento del mismo.

Al no ser uniforme la radiación solar sobre la superficie del terreno se producen movimientos de convección de aire de forma que el más cálido asciende y su lugar lo ocupan masas de aire más frías, pero, al elevarse, se enfrían, aumentan su densidad y descienden, repitiéndose el proceso de forma irregular. De esta forma, si se dispone una pala en una corriente de aire, con una determinada inclinación respecto a la dirección de la citada corriente, se produce una sobrepresión en su parte delantera y una depresión en la posterior, lo que da lugar a una fuerza aerodinámica que depende del sistema de captación, como se puede ver en la tabla 6.3.

vocabulario

Español - Inglés

Eje vertical: *vertical axis.*

Eje horizontal: *horizontal axis.*

Mecanismo de orientación: *yaw mechanism.*

Anemómetro: *anemometer.*

Molinos: *windmills.*

La **velocidad**, desde el punto de vista energético, es el parámetro más importante, pues la energía cinética que lleva el viento aumenta proporcionalmente al cubo de la velocidad a la que se mueve.

Por otro lado, el factor que más influye para calcular la velocidad de los vientos locales es el rozamiento con la rugosidad del emplazamiento. Para una determinada área la presencia de distintas rugosidades en el terreno provoca turbulencias variables que dificultan la utilización del viento a poca altura de la superficie del terreno donde se ubica la instalación. A partir de investigaciones experimentales se llega en la actualidad a utilizar, en una primera aproximación, la siguiente fórmula:

[1] $$v = v_0 \left(\frac{h}{h_0}\right)^n$$

v : velocidad del viento a la altura h respecto al suelo del emplazamiento que se considera a h_0 (m/s).

v_0: velocidad del viento a la altura h_0 del suelo del emplazamiento (m/s).

h: altura a la que se desea calcular (medir) la velocidad del viento (m).

h_0 : altura del suelo del emplazamiento o altura de referencia que se toma como valor de 10 m.

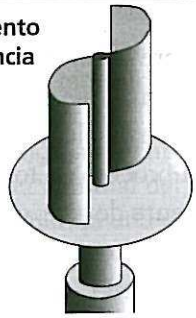
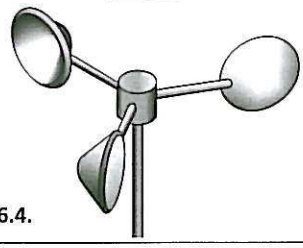
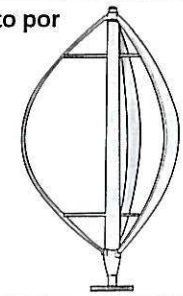
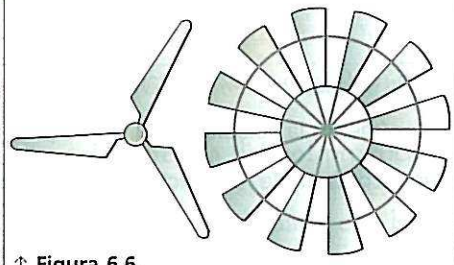
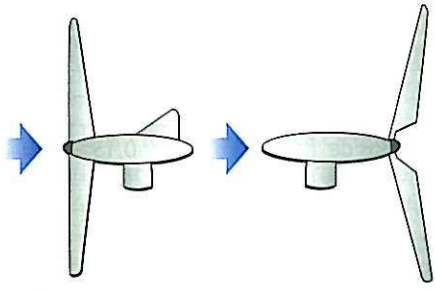
n : coeficiente que depende de la rugosidad del terreno en el lugar del emplazamiento. Valor tabulado, estimado según datos empíricos, que se indica en la tabla 6.2.

Tipo de terreno	*n*
Liso (mar, arena, nieve)	0,10 – 0,13
Moderadamente rugoso (hierba, campos de cereales, regiones rurales)	0,13 – 0,20
Rugoso (bosques, barrios)	0,20 – 0,27
Muy rugoso (ciudades, altos edificios)	0,27 – 0,40

↑ **Tabla 6.2.** Valor de *n* para distintos tipos de terreno.

caso **práctico** inicial

En la tabla 6.3 se describen los sistemas que existen para captación del aire y transformar su energía en electricidad.

SISTEMAS DE CAPTACIÓN EÓLICA (ELEMENTO DE CAPTACIÓN O ROTOR UNIDO A UN EJE)		
Eje vertical	**Accionamiento por resistencia**  → Figura 6.3.  → Figura 6.4.	El sistema **Savonius** (figura 6.3) en el que el eje gira en el mismo plano que el viento y no necesita mecanismo de orientación. Una variante, el de cazoleta (figura 6.4), que es el utilizado por los anemómetros.
	Accionamiento por sustentación  → Figura 6.5.	El sistema **Darreius** (figura 6.5) permite aprovechar el viento dentro de una amplia gama de velocidades, pero tiene los inconvenientes de menor potencia y la necesidad de motorizar el aerogenerador para su arranque.
Eje horizontal	**Tripala** **Multipala**  ↑ Figura 6.6. **Barlovento** **Sotavento**  ↑ Figura 6.7.	Los **multipalas** (figura 6.6) de velocidad lenta utilizados en molinos y aerobombas. El de **tres palas** (figura 6.6) es sin duda el más empleado y con relación a la posición del rotor son: A **sotavento** (rotor aguas abajo de la torre), si el rotor y la góndola tienen el diseño apropiado no necesitan mecanismo de seguimiento (fig.6.7). A **barlovento** (rotor aguas arriba de la torre). Esta última es la posición más utilizada por entrar el viento de frente a las palas del rotor, situando el sistema de orientación (veleta o sistema electrónico) en la parte posterior del aerogenerador (fig.6.7).

↑ **Tabla 6.3.** Sistemas de captación del viento.

A la hora de realizar un aprovechamiento energético es muy importante efectuar una correcta estimación del viento captado, tanto en su comportamiento como en su cuantificación energética. Para la **estimación**, en primer lugar se debe efectuar una recopilación de todos los datos de carácter histórico existentes en la zona (archivos, lecturas de estaciones meteorológicas, etc.) que nos puedan orientar acerca del viento existente. También se recopilan el tipo de vegetación, terreno, topografía del terreno, tipo de erosión, etc. Una vez analizados estos datos, se pasa a una segunda fase, determinante, donde se procede a la medición durante al menos el ciclo de un año, de los siguientes parámetros:

a) Velocidad media durante el año.

b) Distribución de frecuencias de la velocidad.

c) Distribución de frecuencias en las diferentes direcciones o rosa de los vientos.

d) Velocidad del viento con la altura y la posición.

e) Valores extremos de las distintas ráfagas.

Para medir la fuerza del viento en función de los efectos apreciables sobre las cosas se emplea universalmente por meteorólogos y marineros la escala formulada en 1806 por el almirante inglés, Sir Francis Beaufort. Esta escala está graduada de 0 a 12 y a cada uno de los números le corresponde la velocidad, tipo de viento y estado de la mar, aproximados, que se indican en la tabla 6.4.

vocabulario

Nudo

Unidad de medida de velocidad que se utiliza en navegación, ya sea marítima o aérea. En meteorología se utiliza para medir la velocidad de los vientos. Se representa por el símbolo kt y equivale a 0,5144 m/s.

ESCALA DE VELOCIDADES DE VIENTO					
Velocidades de viento a 10 m de altura		Escala Beaufort	Viento	Estado de la mar	
m/s	nudos			Denominación	Descripción
0,0-0,4	0,0-0,9	0	Calma	Plana	Mar como un espejo
0,4-1,8	0,9-3,5	1	Ligero	Rizada	Comienza a rizarse
1,8-3,6	3,5-7,0	2		Marejadilla	Olas pequeñas sin romper
3,6-5,8	7-11	3		Marejada	Olas comienzan a romper
5,8-8,5	11-17	4	Moderado	Marejada fuerte	Olas largas
8,5-11	17-22	5	Fresco	Mar gruesa	Olas moderadas-alargadas
11-14	22-28	6	Fuerte	Mar brava	Olas grandes con espuma
14-17	28-34	7		Mar deshecha	Espuma dirección viento
17-21	34-41	8	Temporal	Mar muy alta	Olas altas. Espuma nube
21-25	41-48	9		Mar enorme	Mar comienza a rugir
25-29	48-56	10	Fuerte temporal	Temporal muy fuerte	Mar blanco y ruge
29-34	56-65	11		Temporal violento	Olas muy grandes. Ruge
>34	>65	12	Huracán	Temporal huracán	Aire lleno de espuma

↑ **Tabla 6.4.** Escala Beaufort de velocidad del viento y estado de la mar.

2.2. Potencia energética existente en el viento

Para poder cuantificar la energía eléctrica que se puede obtener del viento, debemos recurrir a la Física donde obtenemos el valor de la energía cinética que lleva un móvil de masa m y velocidad v, mediante la conocida fórmula:

[2] $$W = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

W: energía cinética del móvil (J)

m: masa del móvil (kg)

v: velocidad del móvil (m/s)

En nuestro caso, el móvil es el aire, con su masa m y velocidad v, como la componente horizontal del viento, cuya energía cinética al incidir sobre las palas de una aeroturbina produce un trabajo mecánico de rotación que mueve un generador para producir electricidad según la ley de la inducción electromagnética de Faraday.

La cantidad de energía que contiene el viento antes de pasar por un rotor en movimiento depende de tres parámetros: la densidad del aire, el área barrida por el rotor y la velocidad del viento incidente. La potencia que desarrolla una corriente de viento al atravesar perpendicularmente una superficie tiene por expresión:

[3] $$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

P: potencia disponible en la corriente de viento (W).

ρ: densidad del aire (kg/m^3).

A: área o superficie barrida por el rotor (m^2).

v: velocidad del viento (m/s).

De toda esa potencia de la corriente del viento el sistema de captación solo aprovecha una parte, debido a los diversos rendimientos, que se determinan mediante el coeficiente de potencia (C_p):

[4] $$C_p = \frac{P_{av}}{P}$$

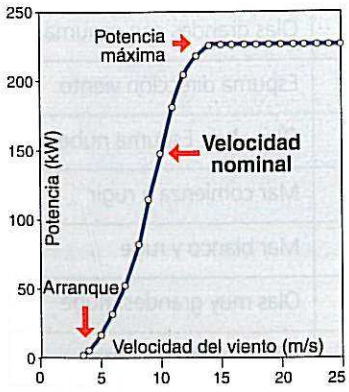
C_p: coeficiente de potencia (sin unidades).

P_{av}: potencia mecánica aprovechada o extraíble en el rotor (W).

P: potencia disponible en la corriente de viento (W).

Su variación no es lineal y sigue lo que en la práctica llamamos curva de potencia, tal y como se indica en la figura 6.8 donde se diferencian tres zonas: la de arranque, la de velocidad nominal y la de potencia máxima. Mediante los mecanismos de control de velocidad se mantiene en la potencia nominal que depende del tipo de turbina: paso fijo, paso variable, velocidad variable, basculación, etc.

Este **coeficiente de potencia** tiene un máximo teórico determinado por el límite de Betz del 59% y en la práctica no suele superar el 40%, variando para el sistema de captación según el cociente entre la velocidad lineal en punta de pala y la velocidad incidente (coeficiente lambda λ).



↑ **Figura 6.8.** Curva de potencia.

3. Aerogeneradores. Elementos constitutivos

3.1. Rotor

caso **práctico** inicial

Descripción y características de los elementos constructivos de un aerogenerador y magnitudes que lo caracterizan.

Es la parte del aerogenerador que capta la energía cinética del viento y la transforma en energía mecánica. Consta de eje de giro, buje y palas. El eje, corresponde al eje de la máquina al que está acoplada, a través del buje, la hélice con un número determinado de palas, tres en los modelos actuales, barre una superficie de valor $\pi \cdot D^2 / 4$ que junto con la velocidad del viento desarrolla una potencia:

[5] $P = k \cdot D^2 \cdot v^3$

P: potencia eléctrica que se obtiene del aerogenerador (W).

k: coeficiente de rendimiento que es del orden de 0,2 para máquinas pequeñas y de 0,5 para máquinas grandes.

D: diámetro de la hélice (m).

v: velocidad del viento (m/s).

Como estimación de la valoración energética de un emplazamiento, la fórmula anterior para un aerogenerador, y para una disponibilidad del 90%, se transforma en:

[6] $W = 2{,}5 \cdot (v_{med})^3 \cdot A$

W: valor anual de la energía producida por el sistema eólico por unidad de potencia nominal del mismo (kWh/año).

v_{med}: velocidad, media anual, del viento (m/s).

A: superficie de captación (m^2).

3.2. Multiplicador

Tiene como función adaptar la baja velocidad del eje del rotor a velocidades más altas según las características del generador eléctrico. Es un conjunto de engranajes que conectan el eje de baja velocidad con el eje de alta velocidad al que está acoplado el generador mediante un acoplamiento elástico.

vocabulario

Español - Inglés

Aerogenerador: *wind turbine.*

Multiplicador: *gear box.*

Rotor: *rotor.*

Generador: *generator.*

Palas: *blades.*

Torre: *tower.*

Eje de baja velocidad: *lowspeed shaft.*

Eje de alta velocidad: *highspeed shaft.*

3.3. Generador

Desde el principio, se emplearon dinamos, y muchos han sido los esfuerzos por resolver las cuestiones relacionadas con la fuerza motriz en sí misma y la dinamo, los medios de transmisión de la potencia de la rueda a la dinamo, el aparato para la regulación, el almacenamiento y la utilización de la electricidad. Hoy día, los medios tecnológicos y conocimientos científicos resuelven con eficacia estos problemas y se construyen generadores de los siguientes tipos:

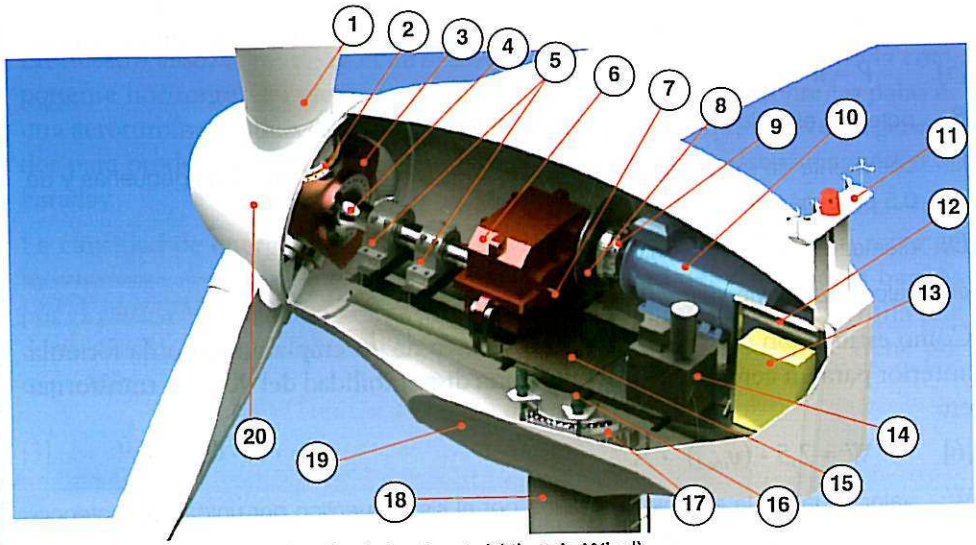
- Para pequeñas potencias, hasta 100 kW, se siguen utilizando las dinamos o generadores de corriente continua.
- A partir de esta potencia de 100 kW se utilizan alternadores asíncronos, o síncronos para grandes potencias, que producen corriente alterna normalmente a una tensión de 690 V.

3.4. Torre

La torre de sustentación de los aerogeneradores puede ser de celosía o tubular dependiendo del volumen, peso e impacto medioambiental. Sobre la torre se coloca la carcasa o góndola, Se caracterizan por:

- Tipo. Según la forma constructiva.
- Altura. Define la longitud de la torre y por tanto la elevación del rotor respecto al suelo. En la actualidad se llega a torres del orden de 80 m.
- Diámetro. Se especifica el diámetro interior y superior de la torre.
- Protección. Acabado y protección contra la corrosión.

1.- Pala
2.- Corona de la pala
3.- Buje
4.- Eje de transmisión
5.- Rodamientos del eje
6.- Multiplicadora
7.- Accionamiento del Pitch
8.- Freno hidráulico
9.- Transmisión elástica
10.- Generador síncrono de imanes permanentes
11.- Estación meteorológica
12.- Polipasto auxiliar
13.- Armario de control
14.- Grupo hidráulico
15.- Bancada del Nacelle
16.- Accionamientos de orientación
17.- Corona del Yaw
18.- Torre
19.- Carenado del Nacelle
20.- Carenado del buje



↑ **Figura 6.9.** Aerogenerador de eje horizontal (Electria Wind).

3.5. Palas

Captan la fuerza del viento y se caracterizan por su longitud, forma y espesor. Su perfil aerodinámico es de vital importancia y se expresa mediante un tipo NACA (National Advisory Committee of Aeronautics), por ejemplo NACA 4415. Como dato significativo de su importancia, diremos que entre la torre y las palas suman un importe del orden del 48% del coste del conjunto aerogenerador.

3.6. Sistema eléctrico

Motores de orientación del grupo hidráulico, elementos de potencia, sistemas de regulación y control de la energía reactiva, etc.

4. Ejemplos de instalaciones eólicas

caso **práctico** inicial

Tipos de parques eólicos que se instalan en la actualidad.

Algunos ejemplos de parques eólicos instalados fuera de España por empresas españolas o con participación española son:

En el **parque eólico de Klondike** en **Oregón** (EEUU) Iberdrola Renovables tiene instalados 80 aerogeneradores con una potencia de 400 MW.

En el **parque eólico de Whitelee** (Escocia), la empresa Scottish Power-Iberdrola inauguró en 2009 la primera fase del parque eólico con 140 aerogeneradores y potencia instalada de 322 MW que producirán una energía anual para alimentar a 180.000 hogares. Está previsto ampliar a 452 MW que se podrían convertir, pendiente de la autorización final, en una potencia de 600 MW. Con esta instalación se supera el

complejo eólico de Iberdrola instalado en **Maranchón-Luzón** (Guadalajara) con 208 MW. Como ejemplos de parques eólicos situados en España podemos citar:

- El **Parque eólico de Tarifa** (figura 6.10) es el más antiguo de España y está situado a lo largo de la carretera N340 que une Tarifa con Algeciras (Cádiz). En la figura se puede apreciar que las torres son de celosía. La empresa Endesa (Acciona) lleva instalados 9 parques en un complejo cuya potencia instalada asciende a 155 MW, que representa el 25 % de la potencia instalada en Andalucía.

← **Figura 6.10.** Parque eólico de Tarifa.

- El **Parque eólico de Buenavista** (figura 6.11) está situado en la zona de Vejer-Barbate (Cádiz) tiene una potencia de 7,8 MW y 26 aerogeneradores de 300 kW cada uno. La línea de aerogeneradores aprovecha las corrientes del valle en vez de en otros emplazamientos que se sitúan en lo alto de colinas o de montañas.

← **Figura 6.11.** Parque eólico de Buenavista.

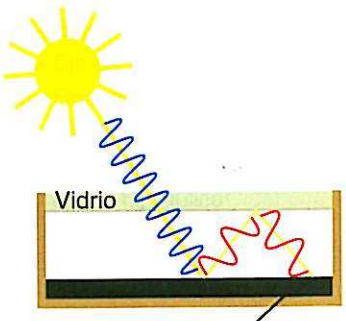
- El **Parque eólico de Sofuentes** (figura 6.12), situado en el término de Sos del Rey Católico (Zaragoza), tiene una potencia de 18,75 MW y 25 aerogeneradores de 750 kW cada uno.

← **Figura 6.12.** Parque eólico de Sofuentes.

5. La energía solar térmica

caso práctico inicial

Aquí se explica en qué consiste un sistema de energía solar térmica.



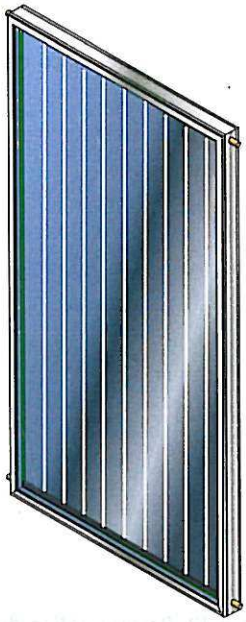
↑ **Figura 6.13.** Captación de la energía solar térmica.

Un sistema de energía solar térmica utiliza la radiación del Sol para calentar un fluido como puede ser el agua o el aire. Se basa en que cualquier material experimenta un aumento de temperatura al exponerlo a la radiación solar.

Un material expuesto a la radiación del Sol absorbe una parte de esa radiación y refleja el resto. Los materiales de color oscuro o negro absorben mayor cantidad de radiación solar y se calientan en mayor grado que los materiales de color claro o blanco, que absorben menos radiación solar y se calientan en menor medida. En general, un material de color negro y mate absorbe mucha radiación solar y se calienta mucho y un material de color claro y brillante refleja mucho la radiación solar y se calienta poco. En una instalación de energía solar térmica los captadores solares utilizan superficies de color oscuro para absorber la mayor cantidad posible de energía. Estas superficies reciben el nombre de **absorbedor**.

Pero captar la energía solar no basta, hay que aprovechar dicha energía. En la unidad 1, vimos que la radiación solar que alcanza la atmósfera terrestre contiene un conjunto de radiaciones con longitudes de onda que van de 0,15 μm a 4 μm aproximadamente. Estas radiaciones atraviesan fácilmente la atmósfera terrestre y calientan la superficie terrestre y el mar que a su vez reflejan una parte en forma de radiaciones de longitud de onda mayor que la original. Este aumento de longitud de onda dificulta la salida de estas radiaciones reflejadas a través de la atmósfera, produciéndose un efecto de acumulación de calor que conocemos con el nombre de «efecto invernadero».

Los efectos descritos se utilizan a pequeña escala en la construcción de captadores solares para las instalaciones de energía solar térmica (figura 6.13). El vidrio se comporta como la atmósfera terrestre, deja pasar las radiaciones de longitud de onda corta, formadas por el espectro visible y el infrarrojo próximo, e impide el paso de las radiaciones de longitud de onda larga como el infrarrojo lejano. Si situamos una superficie que se comporte como lo hace la Tierra o el mar, absorbiendo parte de la energía solar y reflejando el resto, en el interior de un recipiente adecuado y lo cubrimos con una hoja de vidrio, obtendremos un sistema de captación solar que retendrá la energía solar captada produciendo una elevación de la temperatura en su interior. Las radiaciones reflejadas por la superficie absorbedora, al tener longitud de onda larga, no atraviesan el vidrio y se reflejan de nuevo hacia el interior.



↑ **Figura 6.14.** Captador solar plano.

Para completar el dispositivo de captación de energía solar, se encierra el conjunto formado por la hoja de vidrio y la superficie absorbedora dentro de una envolvente que aísla térmicamente al sistema para evitar que la energía se pierda y al mismo tiempo proporciona consistencia mecánica al conjunto.

El dispositivo descrito es un **captador o colector solar** básico que, dotado de aberturas de entrada y de salida, permite calentar aire. Aunque este tipo de colector se utiliza para la calefacción en edificios, invernaderos, etc., el colector más utilizado usa como elemento de transporte de la energía térmica un líquido en vez de aire y se denomina **captador solar plano** (figura 6.14).

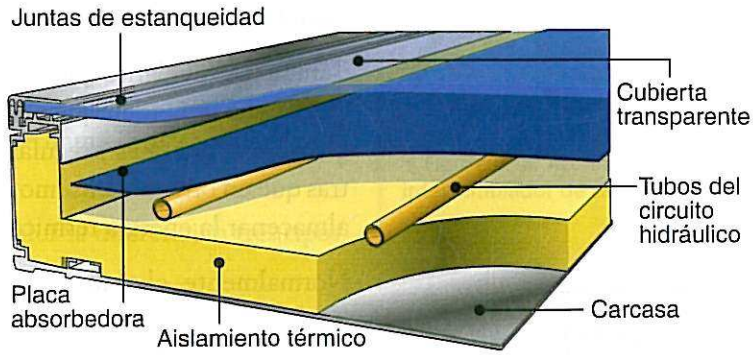
6. Captadores solares

Hoy en día, los captadores solares más empleados se utilizan para obtener energía térmica de baja temperatura, que tiene un uso doméstico y que trabajan con temperaturas que no sobrepasan los 100 °C.

caso práctico inicial

Componente característico de un sistema de energía solar térmica.

Un captador solar (figura 6.15) está recubierto de una caja herméticamente cerrada. En la parte superior de esta caja se coloca una **cubierta transparente**, formada por una o varias capas, que permite el paso de la radiación solar hacia el interior pero impide que salga hacia el exterior la energía térmica acumulada.



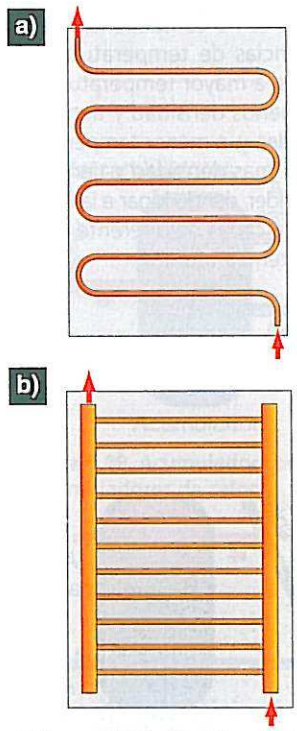
↑ **Figura 6.15.** Sección de un captador solar plano.

En el interior de la caja se sitúa la **placa absorbedora** que se fabrica con materiales que conduzcan bien el calor como el aluminio, cobre, etc. Esta placa es la encargada de captar la radiación solar y está unida al **circuito hidráulico** formado por un conjunto de tubos que contienen el fluido que transporta la energía térmica colectada que se denomina líquido caloportador. El circuito hidráulico tiene una toma para la entrada del fluido a calentar y otra toma de salida.

Rodeando el conjunto formado por la placa absorbedora y el circuito hidráulico se dispone un **aislante térmico** que impide que la energía térmica acumulada se pierda por las paredes de la carcasa. Los aislantes térmicos son materiales que conducen muy mal el calor, como la lana de fibra de vidrio, el poliestireno expandido, etc. Tienen que ser capaces de soportar la temperatura máxima que se pueda alcanzar en el interior del captador sin degradarse.

La **carcasa** y las **juntas de estanqueidad** que envuelven al conjunto suelen ser metálicas, aunque también las hay de materiales plásticos.

El **circuito hidráulico** puede tener diferentes formas pero se identifican dos tipos: serie y paralelo (figura 6.16). Los circuitos en serie están formados por un único tubo que recorre todo el captador de lado a lado en forma de serpentina. Los circuitos en paralelo constan de varios tubos paralelos unidos a dos tubos comunes, formado una escalera.



↑ **Figura 6.16.** Circuitos hidráulicos: a) Serie b) Paralelo.

El líquido caloportador utilizado en el circuito hidráulico puede ser agua o aceite térmico y entra en el colector por la parte inferior y sale por la parte superior. Normalmente, este líquido no es el de consumo, sino que forma un circuito cerrado, que permite añadir anticongelantes y sustancias que reducen la corrosión de los tubos, y posteriormente intercambia la energía térmica acumulada con el agua de consumo.

Las diferencias de construcción de los captadores solares entre distintos fabricantes residen sobre todo en el circuito hidráulico y su unión con la placa absorbedora, dando lugar a una gran variedad de tipos constructivos que pueden ir, desde una simple superficie lisa sobre la que se sueldan los tubos del circuito, hasta el laminado en caliente de dos superficies de aluminio superpuestas en cuyo interior se moldea el circuito hidráulico.

Los captadores pueden tener tamaños muy diversos que pueden ir desde los más pequeños, de 0,5 m^2, hasta los más grandes que alcanzan los 8 m^2, aunque los más frecuentes suelen tener unos 2…2,5 m^2.

vocabulario

Español - Inglés

Energía solar térmica: *solar thermal energy.*

Captador solar, colector solar plano: *solar thermal collector, flat plate collector.*

Placa absorbedora: *absorber plate.*

Circuito hidráulico: *flow tubes, hydraulic circuit.*

7. Acumuladores de calor

caso práctico inicial

Componente característico de un sistema de energía solar térmica.

Como la energía solar no está disponible constantemente debido a las alternancias entre el día y la noche, la nubosidad, etc. y el consumo de energía puede producirse en cualquier momento, es necesario almacenar la energía térmica producida durante las horas de insolación para cuando se necesite.

También es evidente que cuando el día esté despejado se producirá mayor captación de energía solar que cuando el día esté nublado, como el consumo de energía normalmente es irregular y se produce en determinadas horas del día, mientras que en otras el consumo es nulo, de nuevo se hace manifiesta la necesidad de almacenar la energía térmica obtenida por los captadores solares.

vocabulario

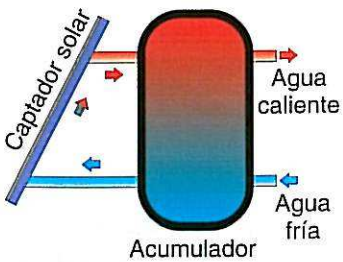
Estratificación

Distribución en capas de diferente densidad que se produce en los fluidos como consecuencia de las diferencias de temperatura. Los fluidos, a mayor temperatura tienen menos densidad y tienden a ascender, y, a menor temperatura, tienen mas densidad y tienden a descender, dando lugar a la formación de capas de diferente densidad y temperatura.

Normalmente, el almacenamiento de la energía térmica se realiza guardando el líquido caloportador, que ha sido previamente calentado por los captadores solares, en un depósito especialmente diseñado para este fin que recibe el nombre de acumulador.

Un acumulador es un recipiente aislado térmicamente del exterior **que permite almacenar el agua calentada** por los captadores solares. En función de las características específicas del depósito y los materiales utilizados en su construcción, el agua mantendrá el calor desde unas horas, suficientes para soportar el consumo cíclico noche-día, hasta dos días como máximo.

La forma del acumulador más adecuada es la cilíndrica con unas proporciones entre diámetro y altura de entre 2 y 2,5 veces mayor la altura que el diámetro. Esta forma y proporciones favorecen la estratificación del agua que disminuye su densidad al calentarse y asciende hacia la parte superior del depósito, quedando el agua fría con mayor densidad en el fondo. Esta separación favorece el funcionamiento de la instalación como se explica a continuación.



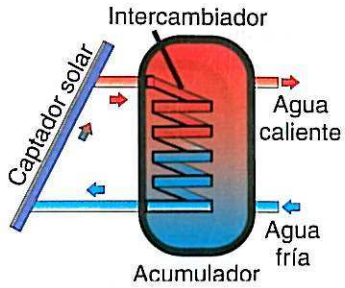
↑ **Figura 6.17.** Funcionamiento de un acumulador de calor básico.

Si el acumulador está lleno de agua fría y empieza a circular a través de los captadores solares, el agua caliente entra en el acumulador por la parte superior (figura 6.17). Al estar el acumulador lleno de agua fría, el agua caliente, con menos densidad, se acumula en la parte superior y empuja al agua fría hacia abajo. Este proceso se repite hasta que todo el acumulador está lleno de agua caliente. Si se consume agua caliente, se saca de la parte superior del acumulador al mismo tiempo que entra una cantidad equivalente de agua fría por la parte inferior, reiniciando el proceso descrito al principio.

La capacidad del acumulador tiene que estar en consonancia con la superficie de los captadores solares. Si el depósito es muy pequeño, se desperdiciará mucha energía térmica que no se podrá almacenar, y si es demasiado grande no se conseguirá la temperatura adecuada en el agua. La relación entre la superficie de los captadores solares y la capacidad del acumulador depende de la radiación solar del lugar de instalación y del uso que se le vaya a dar al agua calentada. Un valor típico para una instalación de agua caliente sanitaria en España, viene a estar en torno a los 75 litros de capacidad por metro cuadrado de captadores.

7.1. Intercambiador de calor

Debido a los peligros de congelación del fluido y corrosión de los materiales metálicos de la instalación, puede ser necesario que el fluido que circula por los captadores solares sea distinto al que circula por el circuito de consumo. Se forma un circuito cerrado a través de los captadores solares, que recibe el nombre de **circuito primario**, que contiene un fluido, generalmente agua, con aditivos anticongelantes y anticorrosivos, y otro circuito, denominado **circuito secundario**, que transporta el agua de consumo. El dispositivo que permite transmitir el calor del circuito primario al circuito secundario se llama **intercambiador de calor**.



↑ **Figura 6.18.** Acumulador con un intercambiador de calor.

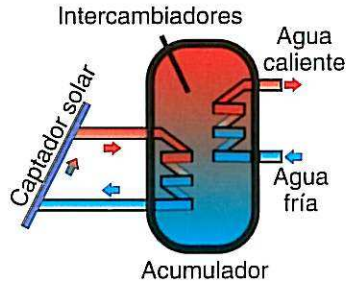
En función de la disposición del intercambiador de calor se diferencian tres tipos de acumuladores:

- Sin intercambiador (figura 6.17).
- Con un intercambiador (figura 6.18).
- Con dos intercambiadores (figura 6.19).

Un intercambiador de calor tiene que tener una superficie muy grande de material que transmita muy bien el calor.

Los **acumuladores sin intercambiador** (figura 6.17) solo se utilizan en lugares cálidos donde no se produzcan heladas y donde el agua sea de muy buena calidad para que no se produzcan incrustaciones calcáreas. También se utilizan en aplicaciones temporales (hostelería de temporada, piscinas descubiertas, etc.) donde se vacían los circuitos de agua durante la época más fría del año.

Los **acumuladores con un intercambiador** (figura 6.18) son los más utilizados. Por el intercambiador circula un fluido al que se le añaden sustancias anticongelantes y anticorrosivas que permiten su uso en lugares con temperaturas bajas, inferiores a cero grados. El acumulador se llena con el agua de consumo. Como se puede ver, este sistema no impide que el acumulador sufra las acciones corrosivas del agua de consumo y es necesario incorporar algún sistema que reduzca la degradación del acumulador por la acción corrosiva del agua.



↑ **Figura 6.19.** Acumulador con dos intercambiadores de calor.

Los **acumuladores con dos intercambiadores** (figura 6.19) tienen un intercambiador en la parte inferior del acumulador por el que circula el fluido de los captadores solares y otro intercambiador, situado en la parte superior del acumulador, por el que circula el agua de consumo. El acumulador se llena de agua que permanece de forma indefinida dentro y no es necesario renovar. Este acumulador tiene peor rendimiento que los anteriores pero es imprescindible en lugares donde el agua pueda producir corrosiones.

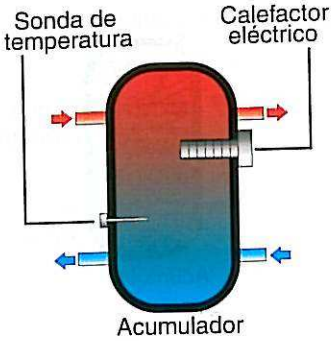
Los acumuladores se fabrican con materiales como el acero, el acero inoxidable, el aluminio y la fibra de vidrio reforzado. El material utilizado en la construcción tiene una importancia vital por las corrosiones que se pueden producir debido al agua utilizada. Esta corrosión puede prevenirse mediante «ánodos de sacrificio» situados en el interior del acumulador que deben ser cambiados periódicamente.

vocabulario

Ánodo de sacrificio

Sistema utilizado para evitar la corrosión. Consiste en disponer una pieza en el interior del depósito de un elemento mucho más sensible a la corrosión que el material de dicho depósito. Esta pieza absorbe toda la reacción química que se produce durante la oxidación, sufriendo la corrosión mientras el material del depósito protegido permanece en perfecto estado. Suelen ser de magnesio, aluminio o cinc.

7.2. Energía de apoyo



↑ **Figura 6.20.** Acumulador con apoyo por calefactor eléctrico.

La capacidad de almacenamiento del acumulador es limitada y se pueden dar situaciones en las que la energía solar sea reducida por la reiteración de días nublados o puede haber un aumento excesivo del consumo de agua caliente. En estos casos, **la instalación no puede suministrar el agua caliente demandada y es necesario recurrir a algún sistema auxiliar** que permita cubrir el déficit de suministro.

El sistema que se emplea para cubrir este déficit de agua caliente consiste en el uso de una fuente de energía auxiliar para producir la energía térmica necesaria. Las fuentes de energía auxiliar más utilizadas son:

- **Electricidad.** La energía térmica la suministra un calefactor eléctrico instalado en el interior del acumulador que es controlado por una sonda de temperatura. Se utiliza en instalaciones de pequeño tamaño.
- **Gas o gasóleo.** La energía térmica la proporciona una caldera de gas o gasóleo. La transferencia de calor se puede hace a través de otro intercambiador situado dentro del acumulador o utilizar un acumulador independiente o intermedio que sirva de almacén para suministrar el déficit de agua caliente cuando sea necesaria.

En el acumulador con **apoyo por calefactor eléctrico** (figura 6.20), este solo calienta el agua situada por encima de él. Cuando se consume agua caliente, si no hay aportación por parte de los colectores solares, el agua fría sube hacia la parte superior del acumulador lo que hace bajar la temperatura detectada por la sonda que da la orden de calentar al calefactor. Si de nuevo se produce aportación de agua caliente por parte de los captadores solares, el agua caliente entra en el acumulador por la parte superior, aumentando la temperatura de la sonda que desconectará el calefactor eléctrico. Es muy importante ajustar adecuadamente la temperatura de conmutación de la sonda para evitar que el calefactor eléctrico trabaje innecesariamente calentando agua que se podría calentar con los captadores solares.

Cuando se utiliza el **apoyo mediante caldera de gas o gasóleo**, se suelen emplear dos tipos de sistemas para cumplir la función auxiliar. El primero utiliza el mismo sistema empleado con el calefactor eléctrico, sustituyendo este por un intercambiador de calor por el que circula el agua caliente producida por la caldera y haciendo que una sonda de temperatura ordene la puesta en marcha de dicha caldera cuando la temperatura del agua no es la adecuada. El segundo consiste en hacer pasar el agua de consumo que sale del acumulador por la caldera, si la temperatura del agua es inferior a la necesaria, la caldera se pone en funcionamiento aportando la energía térmica necesaria para elevar la temperatura al valor demandado.

En todos los casos, es muy importante que haya un sistema de control que gestione correctamente el funcionamiento de la instalación, midiendo la temperatura mediante sondas situadas en las diferentes secciones de la instalación, para evitar en lo posible el funcionamiento del sistema de energía auxiliar cuando no sea necesario.

vocabulario

Español - Inglés

Acumulador: *storage tank*.

Intercambiador de calor: *heat exchanger*.

Termosifón: *thermo-siphon*.

Ánodo de sacrificio: *sacrificial anode*.

7.3. Sistema de circulación

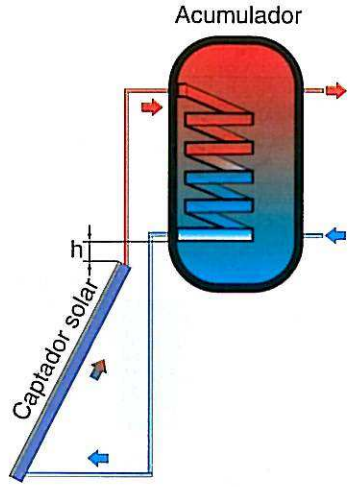
Para que funcione correctamente un sistema de energía solar térmica **es necesario que el fluido del circuito primario se mueva** para que se caliente en los captadores solares y transfiera el calor en el acumulador, cuando la temperatura en los captadores sea mayor que en el acumulador. Sin embargo, si la temperatura en los captadores es inferior a la del acumulador el fluido del circuito primario no tiene que circular.

Para producir esta circulación del fluido del circuito primario se utiliza uno de estos dos sistemas:

- **Circulación natural (termosifón).** Este sistema aprovecha el movimiento natural que se produce en los fluidos al calentarse y al enfriarse, ascendiendo por la disminución de su densidad cuando aumenta su temperatura y descendiendo por el aumento de su densidad cuando disminuye su temperatura (figura 6.21).

  Para que este sistema funcione, es necesario que el intercambiador de calor del circuito primario se encuentre a mayor altura que los captadores solares. Cuando el Sol calienta el captador solar, en el tubo de salida aumenta la altura del fluido en mayor medida que en el tubo de entrada. Esta diferencia de altura provoca la circulación del fluido que será tanto más rápida cuanto mayor sea dicha diferencia de altura *h*. Mientras que el captador está más caliente que el acumulador la circulación del fluido se mantiene, sin embargo, si el captador se enfría, por ejemplo por la noche, la circulación cesa. Es importante señalar que nunca se puede producir una inversión del sentido de circulación, aunque el acumulador esté más caliente que los captadores solares.

  Los sistemas de circulación natural se emplean sobre todo en pequeñas instalaciones y en lugares de climatología cálida. Siempre que sea posible se debe utilizar este sistema por su eficiencia frente a los de circulación forzada.

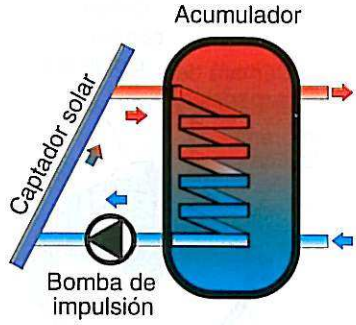


↑ **Figura 6.21.** Sistema de circulación natural (termosifón).

- **Circulación forzada.** Un sistema de circulación forzada utiliza una bomba de impulsión o circulador para hacer circular el agua por el circuito primario (figura 6.22). El objetivo principal de la bomba es hacer que el fluido circule a una velocidad adecuada que permita una transferencia de calor en el colector lo más favorable posible y transferir el agua caliente al acumulador siempre que la temperatura en este sea inferior a la del colector. La misma bomba impide la circulación del fluido en sentido contrario cuando la temperatura de los colectores es inferior a la del acumulador.

  Esta bomba de circulación forzada se sitúa siempre en la tubería de entrada a los captadores solares donde siempre trabajará a menor temperatura que si se sitúa en la tubería de salida de los colectores. El funcionamiento de la bomba debe ser lo más parecido al sistema de circulación natural, para ello se utilizan sondas que miden la temperatura de salida de los captadores solares y la temperatura en el acumulador. En función de la diferencia de temperaturas medidas se parará y se pondrá en macha el motor eléctrico que mueve la bomba.

  El uso de un sistema de circulación forzada es necesario cuando los colectores solares no se pueden instalar a una altura inferior a la del acumulador o en instalaciones de tamaño mediano o grande.



↑ **Figura 6.22.** Sistema de circulación forzada.

7.4. Otros componentes

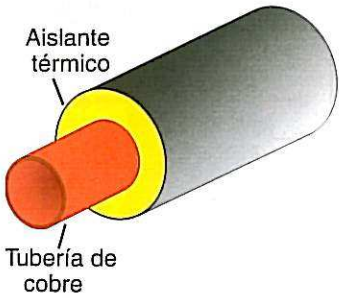


Figura 6.23. Tubería de cobre.

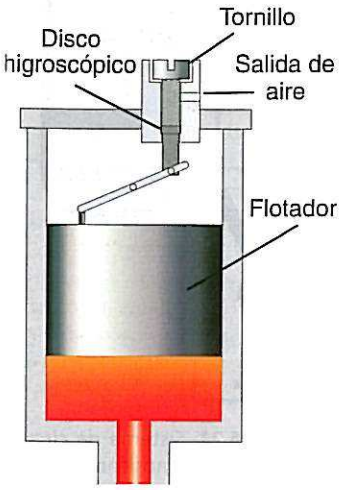


Figura 6.24. Purgador automático.

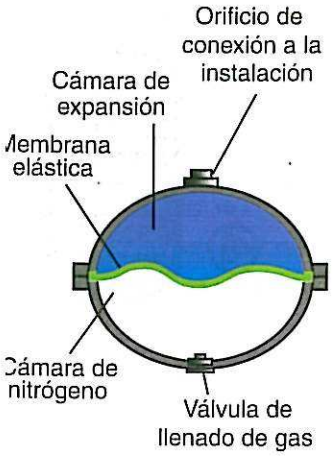


Figura 6.25. Vaso de expansión.

Tuberías

Tienen la misión de conducir los fluidos de la instalación y su diámetro depende del caudal que tienen que transportar. Las tuberías (figura 6.23) suelen ser de tubos de cobre, que deben recubrirse con un aislamiento térmico que impida las pérdidas de calor, de tubos de polipropileno PPR o de tubos multicapa PEX-AL-PEX que están formados por una capa de aluminio insertada entre dos capas de polietileno reticulado.

Purgadores

Tienen la misión de eliminar el aire que se acumula en el interior de la instalación. El agua de la instalación tiene aire disuelto en su composición que forma burbujas y se desplazan junto con el agua por las tuberías. Cuando aumenta la temperatura del agua, estas burbujas tienden a subir hacia las zonas más elevadas de la instalación provocando obstrucciones, ruidos, aumento de la corrosión, etc. Para evitar estos problemas es necesario instalar purgadores en las zonas altas de la instalación como puede ser la parte superior del acumulador.

Los purgadores pueden ser de dos tipos: manuales o automáticos. En un **purgador manual**, un tornillo impide la salida de fluidos de la instalación; aflojando el tornillo se deja salir el aire hasta que comienza a salir líquido, momento en el que se aprieta el tornillo de nuevo para cerrar el purgador. En los **purgadores automáticos** (figura 6.24), un flotador cierra un orificio de salida; si se produce una acumulación de aire, el flotador baja y abre el orificio dejando salir el aire, hasta que sube el nivel del agua y el flotador cierra el orificio de nuevo.

Vasos de expansión

Su misión consiste en permitir que el fluido que llena la instalación pueda aumentar o disminuir su volumen con los cambios de temperatura sin producir deformaciones o roturas en los elementos que componen la instalación.

Está formado por un depósito dividido en dos partes separadas por una membrana de material elástico (figura 6.25). La mitad superior está conectada a la instalación y por lo tanto llena de agua, y la mitad inferior está rellena de un gas, normalmente nitrógeno. Cuando el agua se dilata al aumentar la temperatura, deforma la membrana comprimiendo el gas. Si la temperatura disminuye, el agua disminuye su volumen y el gas se expande empujando la membrana elástica y rellenando el espacio liberado.

Válvulas

En una instalación de energía solar térmica son necesarias diferentes tipos de válvulas que, según su tipo, permiten el control automático, proporcionan seguridad y facilitan el mantenimiento de la instalación. Las más frecuentes se describen a continuación.

- **Válvulas antirretorno:** también llamadas de retención, permiten el paso de un fluido en un sentido y lo impiden en sentido contrario. Se tienen que instalar en aquellos puntos de la instalación donde se puedan dar situaciones de inver-

sión del sentido de circulación del fluido, por ejemplo, si los captadores solares se instalan a la misma altura o a una altura superior que el acumulador o intercambiador de calor, en días de baja insolación o por la noche, el fluido caliente tendería a ir desde el acumulador a los captadores solares invirtiendo el sentido adecuado de circulación.

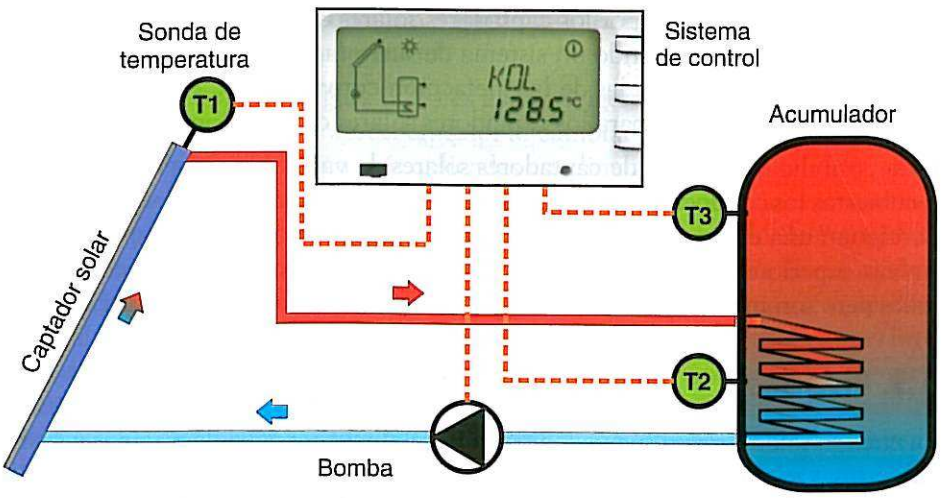
- **Válvulas o llaves de paso:** impiden el paso del fluido de una parte de la instalación a otra. Permiten aislar componentes para su sustitución o mantenimiento sin necesidad de vaciar el fluido de toda la instalación. Por otro lado, las denominadas válvulas o llaves de purga, son válvulas de paso situadas en la parte más baja de la instalación o en la parte inferior del acumulador, que permiten el vaciado de la instalación.
- **Válvulas de seguridad:** protegen a la instalación de las sobrepresiones que se puedan producir. Se deben situar en aquellos tramos de la instalación que puedan quedar bloqueados por obstrucciones o descuidos, por ejemplo, el cierre de llaves de paso que impidan la circulación. Un tipo especial de válvula de seguridad es la **válvula reductora** de presión que permite amortiguar a valores adecuados la presión del fluido de la instalación, por ejemplo, en la entrada de agua de la red de agua potable que se utilice para el llenado de la instalación y que puede llegar a presiones excesivas para el funcionamiento de la misma.
- **Válvulas de tres vías:** permiten encaminar el fluido de la instalación por dos caminos alternativos, siendo accionadas generalmente mediante un motor o actuador eléctrico que posibilita el control automático.

Símbolo	Descripción
	Tubería con indicación del sentido de flujo
	Válvula o llave de paso
	Válvula de paso con grifo de vaciado
	Válvula antirretorno
	Válvula reductora
	Válvula de seguridad
	Válvula de tres vías
	Purgador
	Bomba aceleradora
	Vaso de expansión

↑ **Figura 6.26.** Símbolos normalizados de algunos de los componentes más frecuentes en las instalaciones de energía solar térmica.

Control automático

Para proporcionar un funcionamiento automático de las instalaciones solares térmicas de pequeño y mediano tamaño se utilizan centrales de control automático (figura 6.27). Estos dispositivos permiten la conexión de un conjunto de sondas que proporcionan información de la temperatura de determinados puntos de la instalación (salida de captadores solares, acumulador, etc) y son capaces de controlar pequeños motores y válvulas provistas de actuadores eléctricos, de manera que, con la adecuada estrategia de control, proporcionan un sistema de control automático para la instalación.



↑ **Figura 6.27.** Control automático de una instalación de energía solar térmica con tres sondas de temperatura y una bomba de impulsión.

vocabulario

Español - Inglés

Válvula: *valve.*

Válvula de tres vías: *threeway valve.*

Válvula antirretorno: *check valve.*

Válvula de seguridad: *safety valve.*

Bomba de circulación: *circulation pump.*

Vaso de expansión: *expansion tank.*

Purgador: *air eliminator, air purge.*

Tubería: *pipe.*

8. Aplicaciones de la energía solar térmica

caso práctico inicial

En este apartado se ven las aplicaciones más importantes de energía solar térmica.

La energía solar térmica se utiliza actualmente en la producción de agua caliente sanitaria, calefacción, climatización de piscinas, producción de calor en procesos industriales y, con un gran potencial de crecimiento, se empieza a utilizar en sistemas de refrigeración.

8.1. Producción de agua caliente sanitaria (A.C.S.)

Es la aplicación más desarrollada y se comercializan multitud de soluciones que se pueden aplicar tanto a viviendas unifamiliares como a edificios de viviendas, hoteles, oficinas, hospitales, etc. El uso de la energía solar térmica para esta aplicación es muy apropiado por que los niveles de temperaturas que se tienen que alcanzar, entre 40 y 45 °C, coinciden con los que se obtienen en los sistemas solares normalizados que hay en el mercado.

En España, con un sistema de energía solar térmica se puede cubrir el 100% del consumo de agua caliente durante el verano y alcanzar porcentajes anuales de entre el 50 y el 80% del total de consumo. Este porcentaje puede ser superior en zonas del sur de España con muchas horas de sol anuales.

8.2. Calefacción

vocabulario

Español - Inglés

Calefacción: *heating.*

Agua caliente sanitaria (A.C.S.): *hot water.*

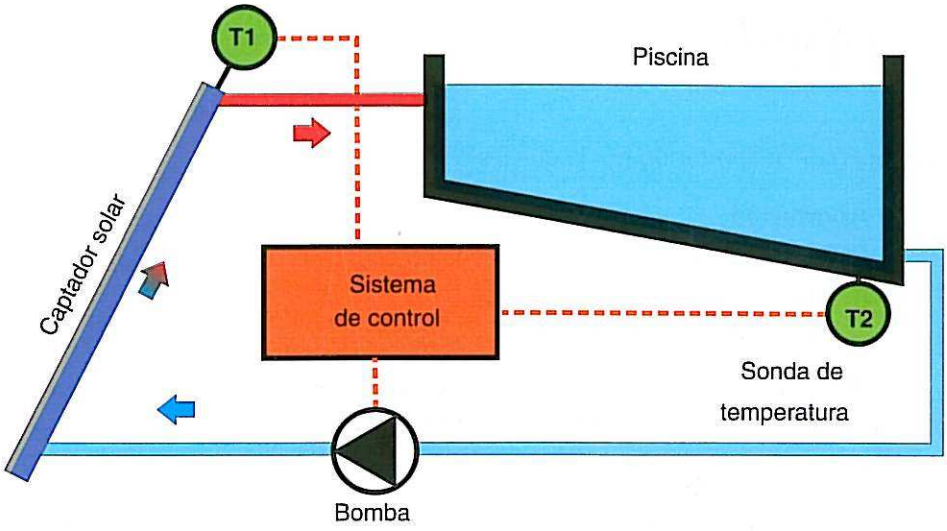
Los captadores solares convencionales no proporcionan temperaturas superiores a 60 °C. Esto hace que su uso en los sistemas de calefacción sea para precalentar el agua que después aumenta su temperatura, mediante una fuente de energía convencional, hasta los 70 u 80 °C necesarios para su uso en calefacción. No obstante, dado el elevado coste que supone mantener una temperatura adecuada en una vivienda durante el invierno, el uso de la energía solar térmica supone un ahorro de energía importante que puede alcanzar porcentajes superiores al 25 %. Además, el uso en calefacción se hace normalmente junto con la producción de agua caliente sanitaria, aprovechando la energía térmica para calefacción una vez cubiertas las necesidades de agua caliente.

Aunque su uso no está muy extendido en España, existe la posibilidad de utilizar la energía proporcionada por los captadores solares convencionales directamente para calefacción utilizando un sistema de suelo radiante, que funciona a temperaturas muy inferiores a las de la calefacción convencional, entre 35 y 40 °C, un rango muy apropiado para los captadores solares convencionales.

Otra posibilidad es el uso de captadores solares de vacío. Estos captadores tienen recubiertos los conductos que reciben la radiación solar por tubos al vacío que proporcionan una eficiencia mayor y permiten al captador alcanzar temperaturas de trabajo superiores a 70 °C. Son más costosos que los colectores planos convencionales pero son muy adecuados para aplicaciones de calefacción e industriales.

8.3. Piscinas

La energía solar térmica se puede utilizar para climatizar agua de piscinas, ya sean cubiertas o a la intemperie. En piscinas al aire libre (figura 6.28) se pueden utilizar sistemas muy sencillos, que no necesitan intercambiador o acumulador, ya que las temperaturas de trabajo son bajas, en torno a 30 °C.



← **Figura 6.28.** Sistema simple de climatización de una piscina.

La utilización de la energía solar para climatizar piscinas cubiertas también es una aplicación de interés. Son sistemas más complejos que los empleados en piscinas al aire libre, pero su combinación con el uso para la producción de agua caliente sanitaria y la calefacción, utilizando una fuente de energía convencional de apoyo, proporciona una solución eficaz y económica.

8.4. Otras aplicaciones

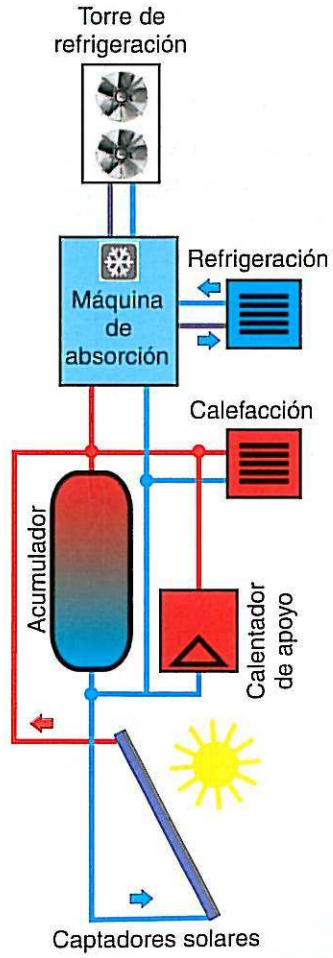
Usos industriales

La energía solar térmica se utiliza en la industria en procesos que demandan un caudal de calor importante. La mayoría de las aplicaciones son secadores solares de semillas, madera, pescado, etc. y precalentadores de fluidos, donde se consiguen ahorros energéticos importantes con soluciones similares a las empleadas en la producción de agua caliente.

Refrigeración

La energía solar térmica se puede utilizar para producir frío, con la ventaja de que los periodos en los que se necesita enfriar coinciden con los de mayor radiación solar y permite utilizar la instalación durante todo el año, en invierno para calefacción y en verano para producir frío.

El sistema más empleado (figura 6.29) es el de refrigeración por absorción, aprovecha que ciertas sustancias absorben calor al cambiar de estado líquido a gaseoso. Las máquinas de absorción más aplicadas en climatización son las de bromuro de litio (absorbente) que tiene la capacidad de absorber otra sustancia, como el agua (refrigerante) cuando está en estado gaseoso. En el ciclo de trabajo, el agua a baja presión (refrigerante), se evapora en un intercambiador de calor (evaporador), y enfría un fluido secundario que es el empleado para la refrigeración del local o sistema de aplicación. A continuación el vapor es absorbido por el bromuro de litio (absorbente) en el absorbedor, produciendo una solución que pasa al calentador, donde se vuelven a separar por la acción del calor aportado por los colectores solares; el agua vuelve al evaporador, y el bromuro al absorbedor para reiniciar el ciclo. Al igual que los sistemas de compresión que utilizan agua en sus procesos, el sistema requiere una torre de enfriamiento para disipar el calor sobrante.



↑ **Figura 6.29.** Climatización solar con máquina de absorción.

ACTIVIDADES FINALES

■ 1. Relaciona los siguientes autores con la aportación por la que les conocemos:

Autor	Aportación
a) Brush.	a) Límite teórico máximo que se puede obtener de la energía que llega al rotor.
b) Cour.	b) Primer aerogenerador multipala.
c) Beaufort.	c) Confirma la eficacia de las turbinas rápidas con pocas palas.
d) Coriolis.	d) Establece una escala para tipificar la fuerza del viento.
e) Savonius.	e) Fuerza de componente horizontal de los vientos generales.
f) Betz.	f) Aerogenerador comercial de eje vertical. Símil anemómetro.

■ 2. Describe los elementos contaminantes que se reducen utilizando las energías renovables para la producción de electricidad.

■ 3. Relaciona los siguientes componentes de un aerogenerador con la función que desempeña:

Componente	Función
a) Palas de la hélice.	a) Transformar la energía del viento en energía mecánica.
b) Rotor.	b) Convertir la energía mecánica eléctrica.
c) Alternador.	c) Captar la fuerza del viento.

■ 4. Describe los componentes de un aerogenerador.

■ 5. Indica los tres tipos de acumuladores de calor que hay en función de la disposición del intercambiador de calor y especifica el criterio que se utiliza para usar cada uno de los tipos.

■ 6. Identifica los símbolos siguientes que corresponden a instalaciones de sistemas de energía solar térmica:

a)

b)

c)

d)

■ 7. Relaciona los componentes que se especifican a continuación con la misión que cumplen en el funcionamiento de un captador solar plano:

Componente	Misión
a) Placa absorbedora.	a) Dejar pasar la radiación solar hacia el interior del captador e impedir que salga hacia el exterior del mismo.
b) Circuito hidráulico.	b) Impedir que la energía térmica acumulada se pierda por las paredes de la carcasa del captador solar.
c) Cubierta transparente.	c) Contener el líquido caloportador que transporta la energía térmica colectada en el captador solar.
d) Aislamiento térmico.	d) Captar la radiación solar.

8. Indica cuándo hace falta utilizar un sistema de apoyo energético en un sistema de energía solar térmica y especifica las fuentes de energía auxiliar más habituales.

9. Indica cuáles son los sistemas de circulación que se emplean en las instalaciones de energía solar térmica y especifica el criterio que se utiliza para seleccionarlos.

10. Relaciona los componentes que se especifican a continuación con la misión que cumplen en el funcionamiento de una instalación de energía solar térmica:

Componente	Misión
a) Purgador.	a) Permite encaminar el fluido de la instalación por dos caminos alternativos.
b) Vaso de expansión.	b) Permite el paso de un fluido en un sentido y lo impide en sentido contrario.
c) Válvula antirretorno.	c) Permite que el fluido que llena la instalación pueda aumentar o disminuir su volumen con los cambios de temperatura.
d) Válvula de tres vías.	d) Permite eliminar el aire que se acumula en el interior de la instalación.

entra en internet

11. Actualiza los datos de consumos y aportaciones de las energías renovables en España que se citan en el apartado Mundo Técnico al final de la unidad consultando esta web:
    - www.idae.es

12. Investiga en internet datos de fabricantes, empresas e instituciones sobre energía eólica/renovables tales como:
    - www.aeeolica.org
    - www.energias-renovables.com
    - www.gamesacorp.com/es
    - www.iberdrolarenovables.com
    - www.acciona.es
    - www.cener.net
    - www.upm.es
    - www.appa.es

13. La energía solar térmica se utiliza para generar electricidad con rendimientos importantes y a gran escala, pero sobre todo, buscando la generación estable y continua mediante sistemas de almacenamiento que permitan producir electricidad durante la noche o en días nublados. Localiza en Internet información sobre tres centrales de generación de este tipo y haz un resumen de sus características más importantes: potencia, tecnología utilizada, sistema de almacenamiento, etc. Estos enlaces se pueden servir como punto de partida:
    - http://www.abengoasolar.com
    - http://www.solarmillennium.de/tecnologia/proyectosdereferencia/andasol

PRÁCTICA PROFESIONAL

HERRAMIENTAS

- Esquemas
- Manual de la central electrónica de control
- Herramientas de electricista
- Polímetro

MATERIAL

- Terminales preaislados
- Material de señalización de cables

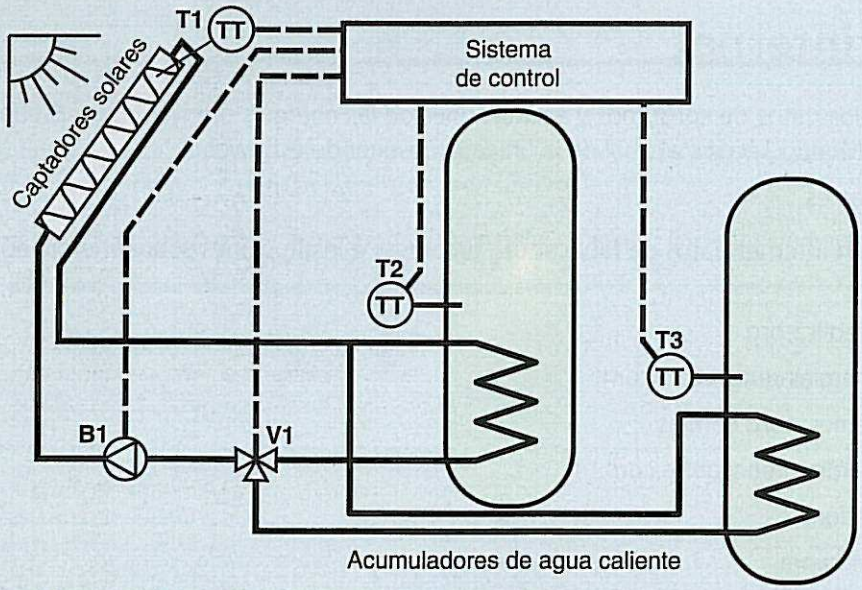
Conexionado del sistema de control de una instalación de energía solar térmica

OBJETIVO

En una instalación de energía solar térmica se quiere conexionar una central electrónica que dispone de dos salidas para controlar una bomba y una válvula y tres entradas de medida de temperatura, para realizar el control automático de la instalación. Además hay que realizar los ajustes previos a la puesta en marcha.

DATOS DE PARTIDA

La instalación de energía solar térmica (figura 6.30) está formada por un conjunto de captadores solares que calientan el agua para almacenarla en dos acumuladores de agua caliente. Una bomba de impulsión B1 recircula el agua fría de los acumuladores a través de los captadores solares. Una válvula de tres vías V1 encamina el agua caliente a cada uno de los acumuladores según la prioridad establecida en el sistema de control.



↑ **Figura 6.30.** Esquema funcional de la instalación de energía solar térmica.

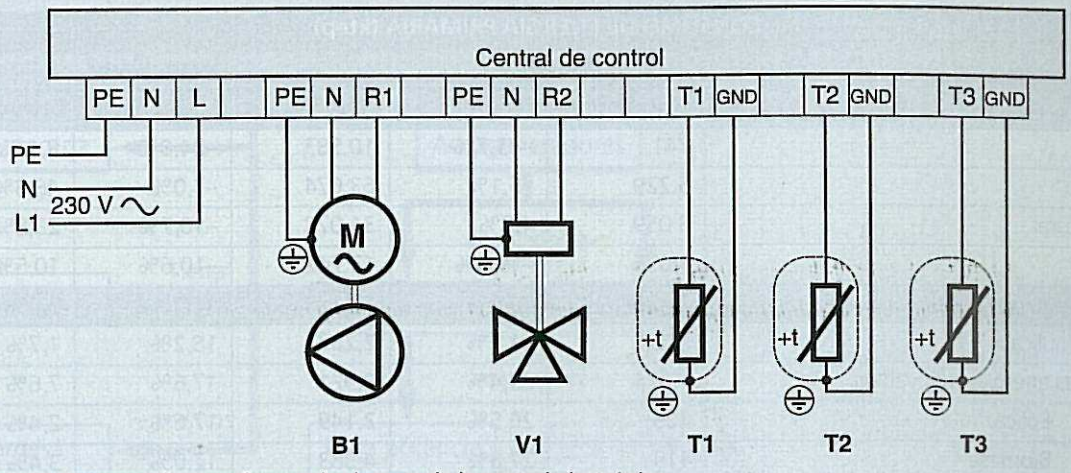
Tres sondas de temperatura Pt1000 (resistencias de platino normalizadas que tienen una resistencia de 1.000 Ω a la temperatura de 0 °C y tienen coeficiente de temperatura positivo) recogen la información de la temperatura en los captadores solares T1, y en cada uno de los acumuladores T2 y T3.

DESARROLLO

1. Montaje y conexionado de la central electrónica

En primer lugar, se lee el manual de instrucciones de instalación de la central electrónica de control. Con los datos recogidos de dicho manual se procede a montar el dispositivo en el lugar seleccionado para su instalación, teniendo en cuenta que la temperatura ambiente del lugar no va a ser excesiva y que la tensión de la línea de alimentación corresponde con la especificada en la placa de características.

A continuación se identifican los cables de conexión de todos los componentes previamente instalados y se procede al conexionado de los mismos a los bornes de la central de control de acuerdo con el esquema representado en la figura 6.31.



↑ **Figura 6.31.** Esquema de conexiones a los bornes de la central electrónica.

2. Ajuste de los parámetros de configuración

Para que la central electrónica reconozca el sistema con el que tiene que trabajar es necesario ajustar los parámetros de configuración necesarios, como son:

- Las salidas R1 y R2 se tienen que ajustar en función del dispositivo sobre el que tienen que trabajar, porque pueden funcionar como salidas de regulación o como salidas de conmutación todo-nada. El ajuste como salida de regulación se utiliza para bombas que no disponen de electrónica integrada (como es nuestro caso para la bomba B1). El ajuste como salida de conmutación todo-nada se utiliza para bombas con regulación electrónica integrada, válvulas (como es nuestro caso para la válvula V1) y bobinas de contactores o relés para el control de bombas de mucha potencia.
- Si en un sistema solar se usa más de un acumulador se tiene que fijar una prioridad para determinar el orden en que serán cargados, identificando un acumulador como prioritario y el otro como no prioritario. En nuestro caso se identifica el acumulador correspondiente a la sonda de temperatura T2 como prioritario.
- El sistema de control puede utilizar estrategias de carga diferentes para los acumuladores. Estas pueden ser por una temperatura objetivo o por diferencia de temperaturas. Si la carga se efectúa con una estrategia de control por temperatura objetivo, el acumulador se carga con una temperatura constante porque el objetivo es lograr la mejor estratificación posible dentro del acumulador y evitar la entrada en funcionamiento del sistema de calefacción de apoyo; por lo tanto, esta estrategia se utiliza cuando hay un sistema de apoyo energético. Si la carga se efectúa con una estrategia de control por diferencia de temperaturas, la carga se regula de manera que la diferencia de temperatura ajustada entre el colector y el acumulador se mantenga constante; esta es la estrategia de carga normal por defecto. Para cada acumulador se puede fijar una estrategia de carga distinta, es decir, uno de los acumuladores puede ser cargado por temperatura objetivo y el otro, por diferencia de temperaturas. En nuestro caso se selecciona la estrategia de carga por diferencia de temperaturas que es la normal cuando no hay sistema de apoyo energético.

3. Funcionamiento obtenido con la configuración de parámetros efectuada

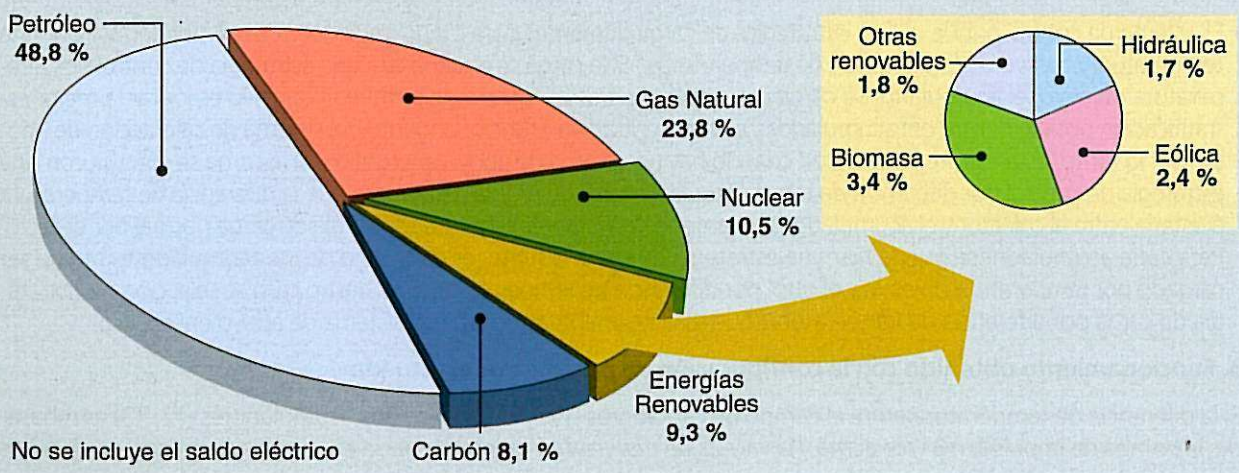
Si la diferencia de temperatura entre el campo de captadores (T1) y uno de los dos acumuladores (T2, T3) es rebasada, la bomba de impulsión (B1) se activa y la válvula de tres vías (V1) conmuta hacia el acumulador prioritario (T2). Los dos acumuladores (T2, T3) se cargarán uno tras otro hasta que la diferencia de temperatura entre el campo de colectores (T1) y los acumuladores (T2, T3) caiga por debajo del valor de desactivación correspondiente o se alcance la temperatura máxima de los acumuladores.

MUNDO TÉCNICO

Consumo de energía primaria en España en el año 2009 en función de las fuentes de energía utilizadas (*)

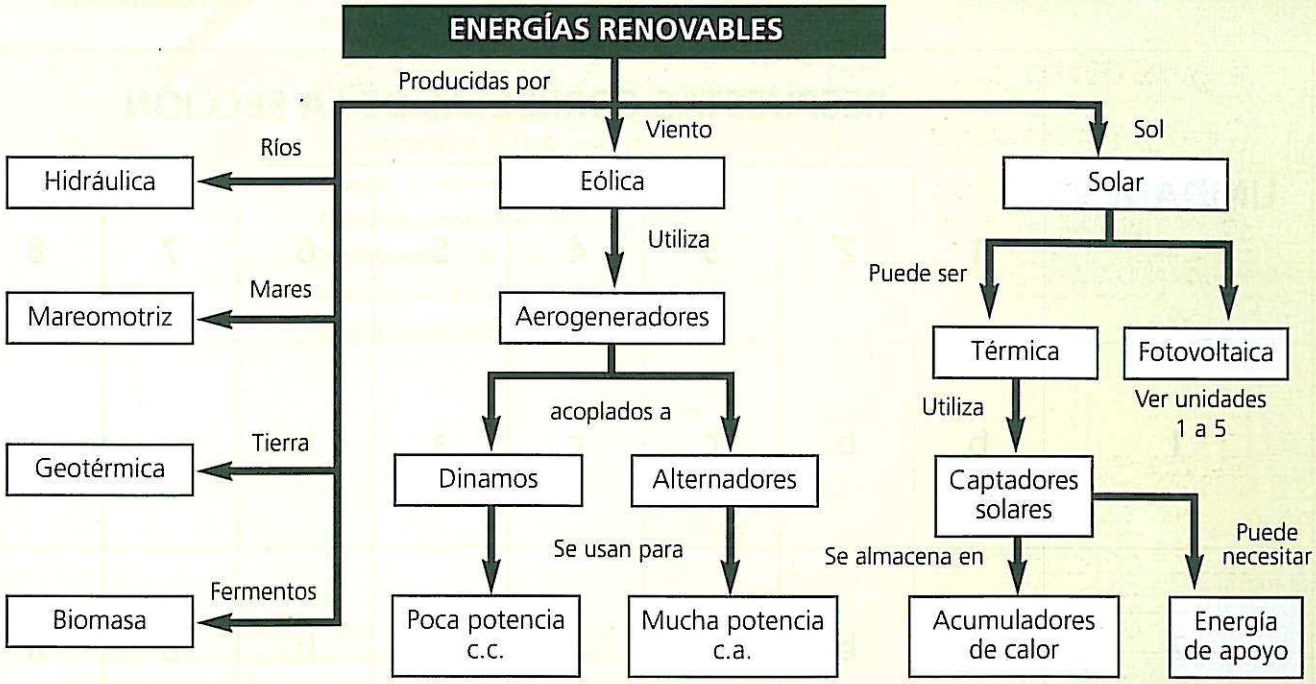
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)					
	Mensual		Acumulado		
	Diciembre	Δ(1)	Año Ene-Dic	Δ(1)	Estructura %
Carbón	741	–41,7%	10.583	–24,0%	8,1 %
Petróleo	5.229	–5,1%	63.674	–7,0%	48,8%
Gas natural	3.059	4,8%	31.078	–10,7%	23,8%
Nuclear	1.076	–19,9%	13.742	–10,6%	10,5%
Energías renovables	**1.296**	**29,9%**	**12.178**	**17,7%**	**9,3%**
Hidráulica	272	31,7%	2.257	18,2%	1,7%
Otras energías renovables	1.024	29,4%	9.921	17,6%	7,6%
Eólica	406	26,5%	3.149	17,6%	2,4%
Biomasa	419	27,8%	4.383	12,0%	3,4%
Biogás	18	–0,8%	215	–3,7%	0,2%
RSU	40	–31,8%	392	–40,4%	0,3%
Biocarburantes	100	175,0%	1.058	73,2%	0,8%
Geotérmica	0,8	23,7%	9,0	23,7%	0,01%
Solar	40	39,7%	715	106,9%	0,5%
Fotovoltaica	27	27,0	520	141,9%	0,40%
Termoeléctrica	4,2	2.210,9%	39,4	1.093,7%	0,03%
Térmica	9	22,4%	156	22,4%	0,12%
Saldo eléctrico	**–39**	**–51,2%**	**–697**	**–26,6%**	**–0,5%**
TOTAL	**11.361**	**–5,0%**	**130.557**	**–8,0%**	

(1) Las variaciones se calculan sobre el mismo periodo del año anterior.



(*) Fuente: IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).

EN RESUMEN



EVALÚA TUS CONOCIMIENTOS

1. La potencia de un aerogenerador es directamente proporcional a:

a) La velocidad del viento.

b) La superficie de captación.

c) Ambas son ciertas.

2. El eje de un aerogenerador se acopla al eje buje-rotor mediante:

a) Un acoplamiento elástico.

b) Poleas dentadas.

c) Tornillos métrica exagonal.

3. La tensión que generan los alternadores de grandes aerogeneradores es del orden de:

a) 2.000 V

b) 690 V

c) 6.900 V

4. La fuerza del viento se mide según la escala de:

a) Brush.

b) Cour.

c) Beaufort.

5. El primer aerogenerador multipala se debe a:

a) Brush.

b) Cour.

c) Beaufort.

6. En un sistema de energía solar, para transmitir el calor del circuito primario al secundario, se usa:

a) Una válvula antirretorno.

b) Un acumulador.

c) Un intercambiador de calor.

7. Cuando se necesita energía de apoyo en un sistema de energía solar térmica, se utilizan:

a) Calefactores eléctricos.

b) Calderas de gas o gasóleo.

c) Las dos respuestas anteriores son ciertas.

8. Los captadores solares de uso doméstico, trabajan con temperaturas que no sobrepasan los:

a) 45…50 °C.

b) 30 °C.

c) 100 °C.

SOLUCIONES

EVALÚA TUS CONOCIMIENTOS

UNIDADES	RESPUESTAS CORRECTAS DE LA SECCIÓN							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	b	b	c	c	a	b		
2	a	b	c	a	a	b	a	a
3	b	c	a	b	c	a		
4	c	a	c	c	c	b		
5	b	a	c	b	c	a		
6	c	a	b	c	a	c	c	c

Edición: Javier Ablanque

Diseño de cubierta: Paso de Zebra

Fotocomposición, maquetación y realización de gráficos: I.C. Claroscuro, S. L.

Fotografías: KIPP&ZONEN, KIMO INSTRUMENTS, ELECTRÓNICA STECA, FRONIUS, SMA, CONERGY, SUNWAYS, CANADIAN SOLAR, SCHOTT SOLAR, PVSYST (University of Geneva), GAMESA, EXIDE TECHNOLOGIES, SAFT INDUSTRIAL BATTERY GROUP, autores y archivo Editex

Dibujos: I.C. Claroscuro, S. L.

Dirección producción: Teresa del Arco

Preimpresión: José Ciria

Producción editorial: Francisco Antón

Dirección editorial: Carlos Rodríguez

Editorial Editex, S. A. ha puesto todos los medios a su alcance para reconocer en citas y referencias los eventuales derechos de terceros y cumplir todos los requisitos establecidos por la Ley de Propiedad Intelectual. Por las posibles omisiones o errores, se excusa anticipadamente y está dispuesta a introducir las correcciones precisas en posteriores ediciones o reimpresiones de esta obra.

El presente material didáctico ha sido creado por iniciativa y bajo la coordinación de **Editorial Editex, S. A.**, conforme a su propio proyecto editorial.

© Agustín Castejón Oliva
Germán Santamaría Herranz

© **Editorial Editex, S. A.**

Vía Dos Castillas, 33. C.E. Ática 7, edificio 3, planta 3ª, oficina B
28224 Pozuelo de Alarcón (Madrid)
ISBN: 978-84-9771-655-X
Depósito Legal: M-25527-2010
Imprime: Gráficas Rógar
C/ Mina del Cotorro - Parcela 59
Polígono Industrial Alparrache
28600 Navalcarnero (Madrid)
Impreso en España - Printed in Spain

Cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública o transformación de esta obra solo puede ser realizada con la autorización de sus titulares, salvo excepción prevista por la ley. Diríjase a CEDRO (Centro Español de Derechos Reprográficos, www.cedro.org) si necesita fotocopiar o escanear algún fragmento de esta obra.